



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

*Estudio de viabilidad técnico y económico
de una instalación de generación distribuida
(autoconsumo energético) para un edificio
de la Universidad Clemson, utilizando como
herramienta computacional el programa
PVsyst*

Autor: Leticia Bretón García

Director: Consuelo Alonso Alonso

Madrid 202

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

***Estudio de viabilidad técnico y económico de una
instalación de generación distribuida (autoconsumo
energético) para un edificio de la Universidad Clemson,
utilizando como herramienta computacional el programa
PVsyst***

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021/2022 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido
tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Leticia Breton García

Fecha: 13 / Julio / 2022



Autorizada la entrega del proyecto
EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha://

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría dar el agradecimiento a mi directora de proyecto Dña. Consuelo Alonso Alonso por su dedicación, apoyo y consejo durante todo el año apoyando en todas las etapas de realización del proyecto de fin de carrera

Además, agradecer a ICAI y a Clemson University, mi universidad de intercambio, por haberme aportado todas las facilidades necesarias para realizar este trabajo.

Por último y no por ello menos importante, a mi familia por haberme enseñado todo lo que soy hoy

Estudio de viabilidad técnico y económico de una instalación de generación distribuida (autoconsumo energético) para un edificio de la Universidad Clemson, utilizando como herramienta computacional el programa PVsyst

Autor: Bretón García, Leticia
Director: Alonso Alonso, Consuelo
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El objetivo de este trabajo de fin de grado es el diseño y posterior análisis de viabilidad de una planta de generación de energía solar fotovoltaica que ayude reducir la huella de carbono y que colabore a alcanzar los objetivos de reducción de emisión de gases de efecto invernadero de la Universidad Clemson en Carolina del Sur, Estados Unidos, cubriendo total o parcialmente sus necesidades de energía eléctrica de uno de sus edificios en concreto Zucker Family Graduate Education Center.

Para ello se dimensionará la instalación mediante dos métodos. En primer lugar, el método analítico determinará unas medidas aproximadas, las cuales se usarán como base para poder realizar de manera detalla el análisis mediante el programa PVSyst.

Actualmente existe una gran preocupación respecto al cambio climático y la escasez de recursos, y Estados Unidos no es una excepción por ello la Universidad Clemson tiene el objetivo que el principal recurso energético de abastecimiento sean fuentes de energías renovables. *Clemson University* ha creado nueva agenda de desarrollo sostenible con el fin de ser neto en emisiones CO₂ en el año 2030. En la siguiente Ilustración 1 Progresión de Reducción de Emisiones del año 2007 al 2030(Net-Zero Goal | Clemson University, South Carolina, n.d.-a) se muestra la evolución desde 2007 hasta 2019, y la previsión de reducción para cumplir el objetivo.

Progress Towards Carbon Emission Reduction Goal

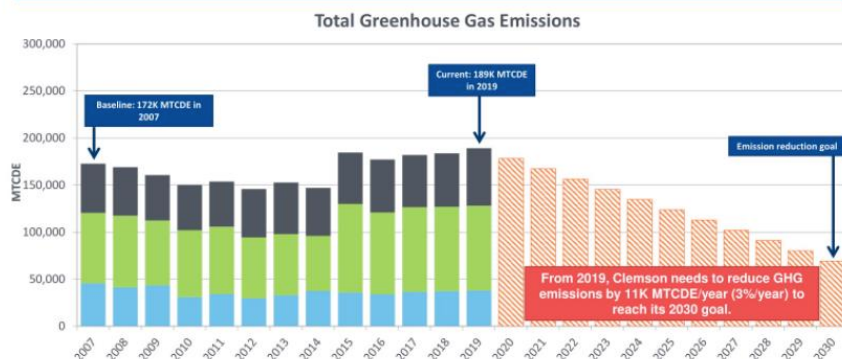


Ilustración 1 Progresión de Reducción de Emisiones del año 2007 al 2030(Net-Zero Goal | Clemson University, South Carolina, n.d.-a)

El proyecto se instalará en la localización proporcionada por la Universidad Clemson, Carolina del Sur, junto a uno de sus edificios, en un solar actualmente ocupado por un almacén de barcos de recreo. En ella se instalarán todas las estructuras para los paneles fotovoltaicos diseñadas de tal manera que pueda usarse posteriormente como un aparcamiento de vehículos.

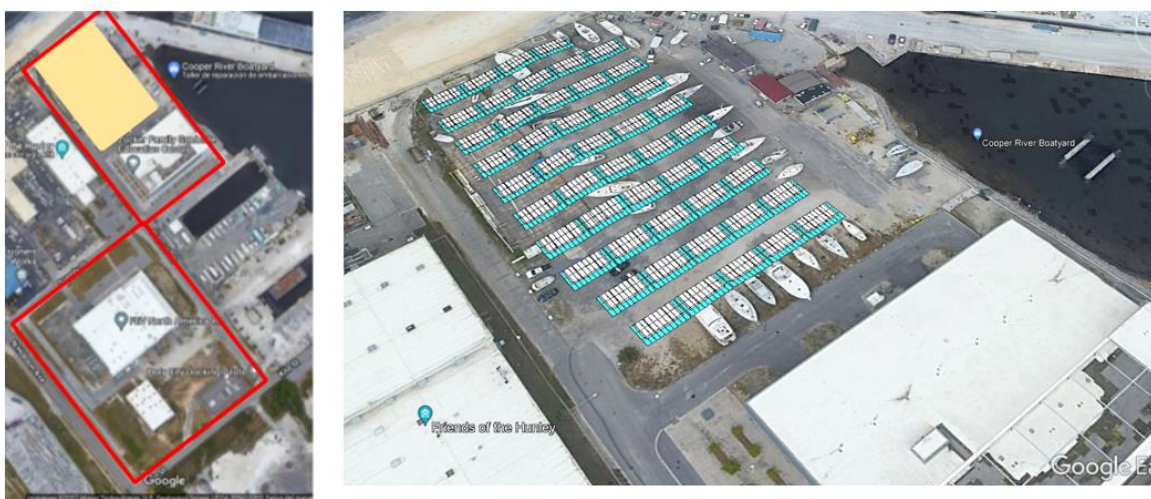


Ilustración 2 Lugar de Emplazamiento de la instalación fotovoltaica y fotomontaje. (Google Maps, n.d.-a)

Carolina del Sur cuenta con una regulación estatal que impulsa el desarrollo de plantas de generación de energía con fuentes de origen renovable para instalaciones de autoconsumo. Fundamentalmente, si se cumplen una serie de requisitos, que este proyecto cumple, se aplican el denominado “Net Energy Metering” que permite que se compense económicamente el consumo de la red con los vertidos y por tanto mejorando su viabilidad económica.

Conociendo el consumo anual suministrado por la Universidad se establecieron tres distintos escenarios donde en cada uno de ellos se dimensiona la potencia nominal a instalar suponiendo que se compensar en base anual la energía generada por la instalación el 50%,

75% o 100% del consumo total anual. Se utilizó el método analítico para dimensionar la instalación, que posteriormente corroboró el programa informático PVsyst.

Las principales características técnicas de la instalación solar fotovoltaica para cada uno de los escenarios se presentan a continuación en Tabla 1 Principales Características de los Escenarios.

	Escenario 1 (100%)	Escenario 2 (75%)	Escenario 3 (50%)
Modelo del panel	JA solar JAM72-S30-530-MR	JA solar JAM72-S30-530-MR	JA solar JAM72-S30-530-MR
Modelo Inversor	Ingeteam Ingecon Sun 160TL	Ingeteam Ingecon Sun 160TL	Ingeteam Ingecon Sun 160TL
Paneles Serie	30	30	30
Paneles Paralelo	49	37	30
Número módulos	1.470	1.100	720
Número monturas	226.15	170.77	110.77
Número inversores	5	4	3
Transformadores [uds]	1	1	1
Potencia	1.000	1.000	1.000
Potencia módulo [Wp]	530	530	530
Potencia pico [kWp]	779	588	382
Potencia inversor [Wp]	149	141	104
Ratio	1.046	1.043	1.223
Dimensiones [m²]	3.799	2.869	1.861

Tabla 1 Principales Características de los Escenarios

Con el escenario del 100% se logra ahorrar el 40 % del consumo energético anual (417.000 kWh/año) e incluso se exporta a la red (740.000 kWh/año).

En el Gráfico 1. Consumo Y Generación Mensual se muestra el consumo y las tres generaciones mensuales de las distintas plantas fotovoltaicas. La instalación del 100% de consumo es la única que es capaz de abastecer parcialmente la mayoría de los meses

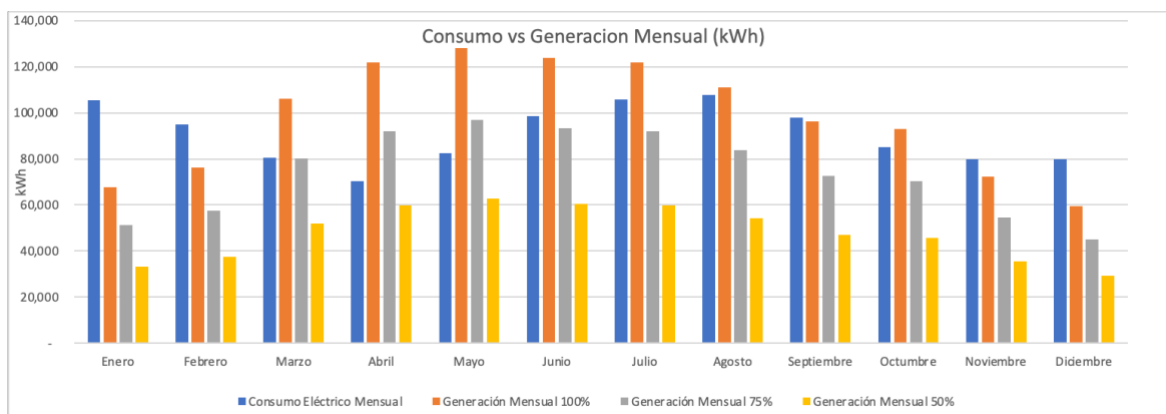


Gráfico 1. Consumo Y Generación Mensual

En la Tabla 2 Balance Energético Escenario 1 100 % del Consumo. Fuente: PVSyst se muestran los valores obtenidos con el programa PVSyst del Balance. Energético del escenario 1.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	89.4	28.68	8.85	114.1	104.8	71.3	105.4	29.27	40.74	76.15
February	99.1	33.05	9.64	117.9	109.3	76.1	94.9	30.65	44.09	64.22
March	144.2	50.95	13.57	159.1	150.2	105.8	80.8	31.26	72.75	49.49
April	171.9	62.87	17.69	177.3	167.6	117.8	70.2	31.50	84.32	38.70
May	207.0	69.31	21.99	203.4	192.7	132.7	82.5	37.17	84.20	45.38
June	194.8	83.93	25.13	188.2	177.9	122.9	98.7	43.49	67.94	55.26
July	198.0	84.61	27.74	195.5	185.2	126.0	105.8	49.03	74.92	56.75
August	179.7	69.41	25.79	183.0	173.0	118.6	107.8	43.13	63.79	64.69
September	143.2	56.21	22.94	154.4	145.1	100.1	97.9	39.47	58.94	58.47
October	131.6	39.75	19.81	153.4	143.6	96.5	84.8	31.75	63.08	53.09
November	97.6	32.15	15.61	123.6	112.9	75.2	79.8	27.71	46.26	52.08
December	78.9	25.99	12.73	103.4	93.9	62.6	79.8	22.71	38.75	57.05
Year	1735.4	636.91	18.51	1873.2	1756.3	1205.7	1088.5	417.16	739.79	671.34

Tabla 2 Balance Energético Escenario 1 100 % del Consumo. Fuente: PVSyst

Además, es importante destacar el balance energético total durante las horas del día. Este análisis se ha calculado mediante la suma del consumo y la generación durante todas las horas del día individualmente. Consecuentemente, se obtiene el balance del consumo y generación más preciso. En Gráfico 2. Balance Energético Total por horas del día, se muestra lo comentado con anterioridad. Se puede observar que a pesar de diseñar una planta del 100% del consumo es necesario la conexión a red debido al consumo nocturno.

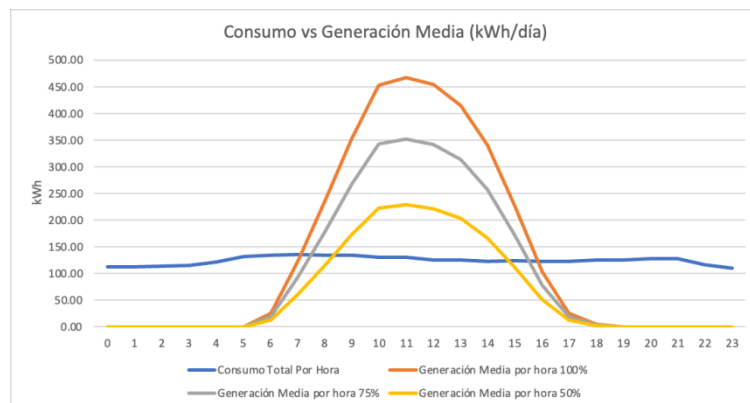


Gráfico 2. Balance Energético Total por horas del día

El estudio con el PVsyst nos da los siguientes resultados del balance de energía en todos los escenarios estudiados:

	GENERACION	VERTIDOS	CONSUMO FV	CONSUMO RED
	MWh			
ESCENARIO	-	-	-	1.089
ESCENARIO 1	1.157	740	417	671
ESCENARIO 2	881	483	398	691
ESCENARIO 3	566	213	353	735

Tabla 3. Generación de cada escenario

Para estudiar la viabilidad económica, se ha calculado el importe de la inversión (CAPEX) y el coste de la operación (OPEX) de la instalación de autoconsumo. Conociendo esos dos parámetros más el cálculo de la retribución/coste de la energía sobrante o faltante según el caso, se simulan tanto las cuentas de resultados como el flujo de caja con el que se hallan el VAN y la TIR, obteniéndose los siguientes resultados. En la siguiente Tabla 4 Estudio Viabilidad Económica de los tres Escenarios se muestra un resumen de los valores obtenidos. Los parámetros VAN y TIR indican un buen prospecto económico debido a las ayudas que el estado de Carolina del Sur proporciona para incitar a los residentes a instalar plantas fotovoltaicas de autoconsumo.

	INVERSION	VAN	TIR	PAYBACK
Escenario 1	\$ 851.150	\$ 625.196,65	7,7 %	14 años
Escenario 2	\$ 642.480	\$ 405.269,64	7,1 %	15 años
Escenario 3	\$ 413.840	\$ 115.461,18	4,9 %	18 años

Tabla 4 Estudio Viabilidad Económica de los tres Escenarios

Como conclusión del proyecto se propone la elección del ESCENARIO 1, que, teniendo una buena rentabilidad económica, además, elimina la huella de carbono relativo al consumo eléctrico del edificio.

En Ilustración 3 Diagrama de Balance Energético Escenario 1 se muestra el balance de consumo de la instalación elegida.

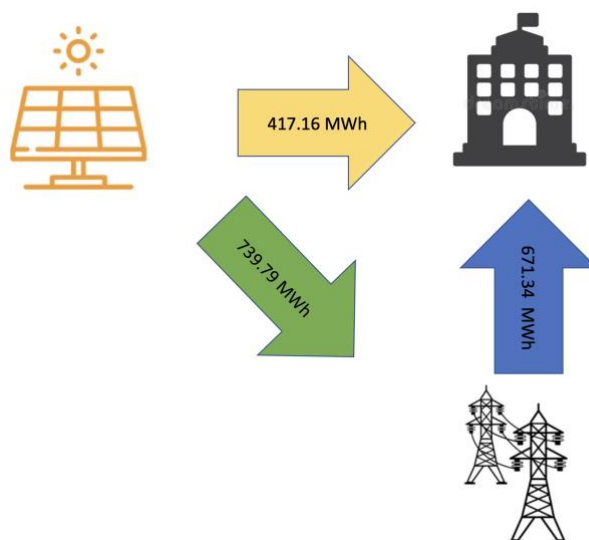


Ilustración 3 Diagrama de Balance Energético Escenario 1

Design of a distributed generation installation (energy self-consumption) for a Clemson University building, using the PVsyst program as a computational tool

Author: Bretón García, Leticia
Supervisor: Alonso Alonso, Consuelo
Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

SUMMARY

The objective of this end-of-degree project is the design and subsequent feasibility analysis of a photovoltaic solar energy generation plant that helps reduce the carbon footprint and collaborates to achieve the objectives of reducing greenhouse gas emissions. Clemson University in South Carolina, United States, fully or partially covers its electrical energy needs in one of its buildings, specifically the Zucker Family Graduate Education Center.

The installation will be dimensioned using two methods. In the first place, the analytical method will determine approximate measurements, which will be used as a basis for the detailed analysis using the PVSyst program.

Currently, there is great concern regarding climate change and the scarcity of resources, and the United States is not an exception, which is why Clemson University has the objective that the primary energy supply resource is renewable energy sources. Clemson University has created a new sustainable development agenda in order to be net in CO₂ emissions in the year 2030. In the following Ilustración 4 Progresión de Reducción de Emisiones del año 2007 al 2030 (Net-Zero Goal | Clemson University, South Carolina, n.d.-b) Emissions Reduction Progression from 2007 to 2030 (Net-Zero Goal | Clemson University, South Carolina, n.d.-a) shows the evolution from 2007 to 2019, and the reduction forecast to meet the objective.

Progress Towards Carbon Emission Reduction Goal

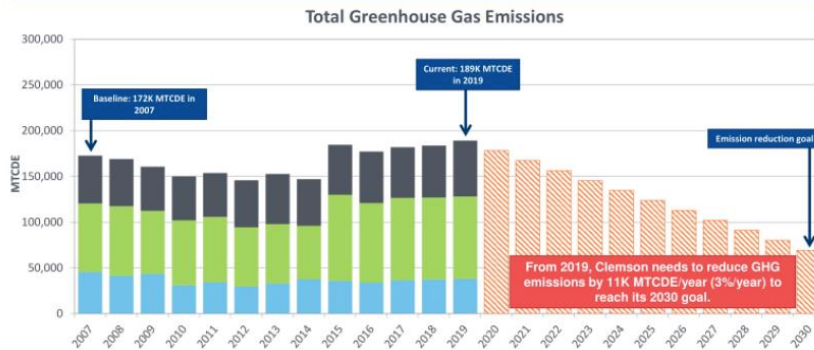


Ilustración 4 Progresión de Reducción de Emisiones del año 2007 al 2030(Net-Zero Goal | Clemson University, South Carolina, n.d.-b)

The project will be installed in a location provided by Clemson University, South Carolina, next to one of its buildings, on a site currently occupied by a pleasure boat warehouse. All the structures for the photovoltaic panels are designed in such a way that they can be used later as a parking will be installed in it.

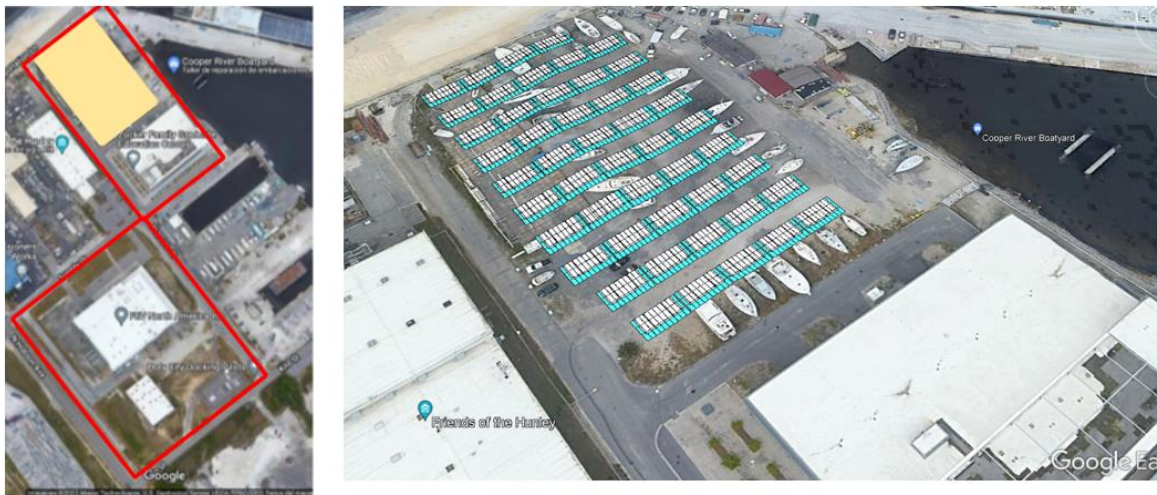


Ilustración 5 Lugar de Emplazamiento de la instalación fotovoltaica y fotomontaje(Google Maps, n.d.-a)

South Carolina has a state regulation that promotes the development of power generation plants with renewable sources for self-consumption facilities. Fundamentally, if a series of requirements are met, which this project meets, they apply the so-called "Net Energy Metering" that allows the consumption of the network to be financially compensated with the discharges and improve its economic viability.

Knowing the annual consumption supplied by the University, three different scenarios were established wherein each of them, the nominal power to be installed is dimensioned, assuming that the energy generated by the installation is compensated on an annual basis for 50%, 75%, or 100% of the consumption. Total annual. The analytical method to size the PVsyst computer program later confirmed the installation.

The main technical characteristics of the photovoltaic solar installation for each scenario are presented below in Table 5 Characteristics of the three Installation Scenarios Main Characteristics of the Scenarios.

	Escenario 1 (100%)	Escenario 2 (75%)	Escenario 3 (50%)
Panel	JA solar JAM72-S30-530-MR	JA solar JAM72-S30-530-MR	JA solar JAM72-S30-530-MR
Model Inversor	Ingeteam Ingecon Sun	Ingeteam Ingecon Sun	Ingeteam Ingecon Sun
String Panel	30	30	30
Parallel	49	37	30
Total number solar	1.470	1.100	720
Mounting Number [uds]	226.15	170.77	110.77
Number inversor [uds]	5	4	3
Number de transformers	1	1	1
Power Transformers [kW]	1.000	1.000	1.000
Power solar panel [Wp]	530	530	530
Peak Power [kWp]	779	588	382
Power inversor [Wp]	149	141	104
Ratio	1.046	1.043	1.223
Dimensions Instalation [m²]	3.799	2.869	1.861

Table 5 Characteristics of the three Installation Scenarios

With the 100% scenario, 40% of annual energy consumption is saved (417,000 kWh/year) and is even exported to the grid (740,000 kWh/year).

Gráfico 3. Monthly generation/consumption distribution shows the consumption and the three-monthly generations of the different photovoltaic plants. The installation of 100% consumption is the only one capable of partially supplying most of the months.

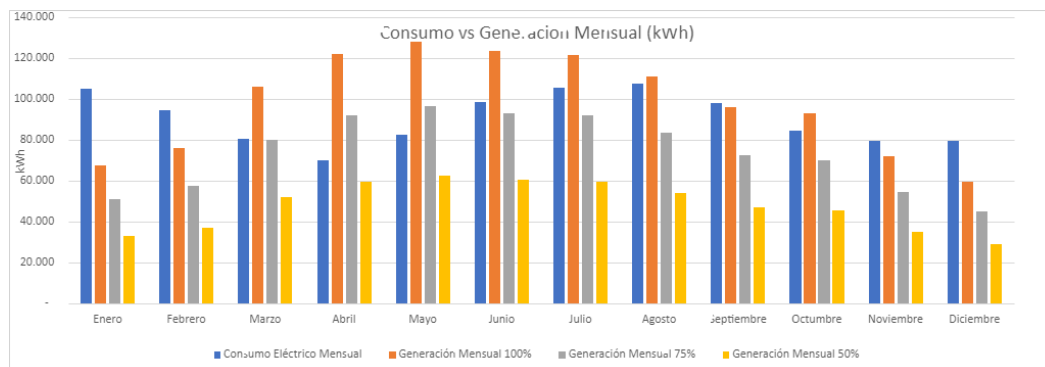


Gráfico 3. Monthly generation/consumption distribution

The following table shows the values were obtained with the Balance PVSyst program. Scenario 1 energy.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	89.4	28.68	8.85	114.1	104.8	71.3	105.4	29.27	40.74	76.15
February	99.1	33.05	9.64	117.9	109.3	76.1	94.9	30.65	44.09	64.22
March	144.2	50.95	13.57	159.1	150.2	105.8	80.8	31.26	72.75	49.49
April	171.9	62.87	17.69	177.3	167.6	117.8	70.2	31.50	84.32	38.70
May	207.0	69.31	21.99	203.4	192.7	132.7	82.5	37.17	84.20	45.38
June	194.8	83.93	25.13	188.2	177.9	122.9	98.7	43.49	67.94	55.26
July	198.0	84.61	27.74	195.5	185.2	126.0	105.8	49.03	74.92	56.75
August	179.7	69.41	25.79	183.0	173.0	118.6	107.8	43.13	63.79	64.69
September	143.2	56.21	22.94	154.4	145.1	100.1	97.9	39.47	58.94	58.47
October	131.6	39.75	19.81	153.4	143.6	96.5	84.8	31.75	63.08	53.09
November	97.6	32.15	15.61	123.6	112.9	75.2	79.8	27.71	46.26	52.08
December	78.9	25.99	12.73	103.4	93.9	62.6	79.8	22.71	38.75	57.05
Year	1735.4	636.91	18.51	1873.2	1756.3	1205.7	1088.5	417.16	739.79	671.34

Tabla 6 Energy Balance

In addition, it is important to highlight the total energy balance during the hours of the day. This analysis has been calculated by adding the consumption and generation during all the hours of the day individually. Consequently, the most accurate balance of consumption and generation is obtained. Gráfico 4. Energy balance comparison by hours of the day shows what was previously mentioned. It can be seen that despite designing a plant with 100% consumption, it is necessary to connect to the network due to night consumption.

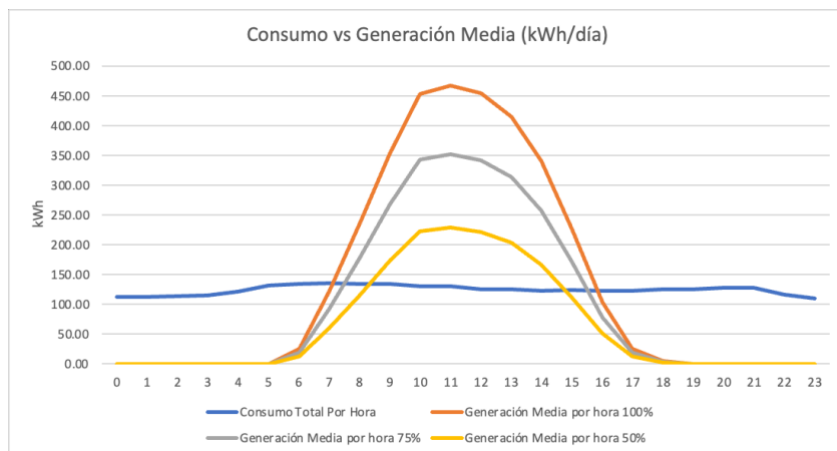


Gráfico 4. Energy balance comparison

The study with PVsyst gives us the following results of the energy balance in all the scenarios studied:

	GENERATION	ENERGY EXPORTED	CONSUMPTION FV	GRID CONSUMPTION
	MWh			
PREVIUOS SCENARIO	-	-	-	1.089
SCENARIO 1	1.157	740	417	671
SCENARIO 2	881	483	398	691
SCENARIO 3	566	213	353	735

Tabla 7. Scenary Generation

To study the economic viability, the amount of the investment (CAPEX) and the cost of the operation (OPEX) of the self-consumption installation have been calculated. Knowing these two parameters plus the calculation of the remuneration/cost of surplus or missing energy, depending on the case, both the income statements and the cash flow with which the NPV and IRR are found are simulated, obtaining the following results. The following Tabla 8. Scenarios shows a summary of the values obtained. The NPV and IRR parameters indicate an excellent economic prospect due to the state of South Carolina's aid to encourage residents to install self-consumption photovoltaic plants.

The 100% scenario is the only one that gets the goal to compensate all the annual consumption, even exporting energy into the network, which is also a margin for the years where radiation is lower or consumption, for whatever reason, increases.

To study the economic viability, the amount of the investment (CAPEX) and the cost of the operation (OPEX) of the self-consumption installation have been calculated. Knowing these two parameters plus the calculation of the remuneration/cost of surplus or missing energy,

depending on the case, both the income statements and the cash flow are simulated, with which the NPV and IRR, obtaining the following results.

	INVESTMENT	NPV	IRR	PAYBACK
Scenary 1	\$ 851.150	\$ 625.196,65	7,7 %	14 years
Scenary 2	\$ 642.480	\$ 405.269,64	7,1 %	15 years
Scenary 3	\$ 413.840	\$ 115.461,18	4,9 %	18 years

Tabla 8. Scenarios

As a conclusion of the project, the choice of SCENARIO 1 is proposed, which, having good economic profitability, also eliminates the carbon footprint related to the building's electricity consumption.

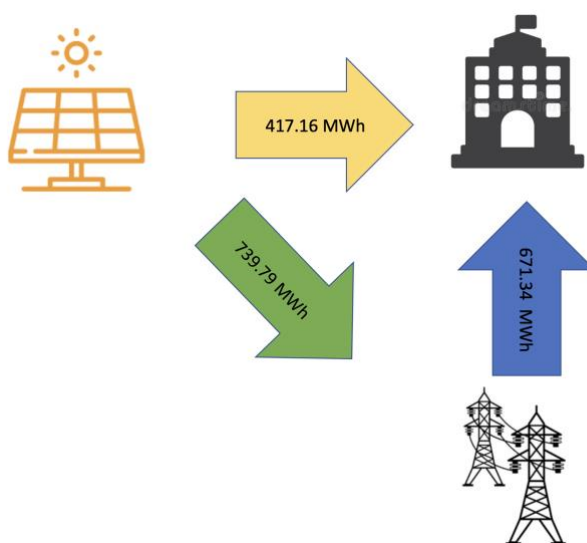


Ilustración 6. Energy balance generation

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	30
1.1 Problema climático.....	31
1.2 Energías renovables en USA.....	31
1.3 Política energética	35
1.4 Autoconsumo en USA.....	35
1.5 Objeto del proyecto	37
1.5.1 Objetivos del plan de desarrollo sostenible	37
Capítulo 2. Situación energética	38
2.1 Plan 2030 Universidad de Clemson.....	38
Capítulo 3. Descripción del emplazamiento	41
3.1 Emplazamiento.....	41
3.2 Características del emplazamiento.....	43
3.3 Condición climatológica	44
Capítulo 4. Radiación solar.....	45
4.1 Radiación Emplazamiento	46
4.1.1 Base de datos de SSE NASA.....	47
4.1.2 NREL	48
4.2 Comparación base de datos.....	49
Capítulo 5. Componentes de instalación fotovoltaica de autoconsumo	52
5.1 Módulos fotovoltaicos.....	52
5.2 Inversores	54
5.3 EQUIPOS DE PROTECCIÓN	56
5.4 Transformador de potencia	57
Capítulo 6. Estudio Consumo.....	59
Capítulo 7. Elección de aparatos de la instalación	63
7.1 Consumo	63
7.2 Esquema básico de la instalación.....	63

7.3 Elección Paneles fotovoltaico	64
7.3.1 Elección Inversor	66
7.3.2 Elección del transformador	67
Capítulo 8. Orientación módulos	69
8.1 Azimut	69
8.2 Inclinación	70
8.2.1 Criterio de mes critico	70
8.2.2 Criterio de máxima captación de energía anual	71
8.3 Dimensionamiento del campo de paneles	72
Capítulo 9. Estimación producción de energía	76
9.1 Performance ratio	76
9.1.1 Pérdidas por temperatura	76
9.1.2 Pérdidas inversor (1%)	77
9.1.3 Pérdidas de desajuste del módulo (2%)	77
9.1.4 Pérdidas por sombreado	77
9.1.5 Pérdidas por LID (1%)	77
9.1.6 Pérdidas por suciedad (2%)	77
9.1.7 Pérdidas de orientación (5%)	78
Capítulo 10. Dimensionamiento de instalación fotovoltaica con programa PVSyst	82
10.1 Resultados	84
10.2 Conclusiones Gráficas PVSyst	92
Capítulo 11. Estudio viabilidad económica	96
11.1 NUEVO COSTE ENERGIA	97
11.2 CRITERIOS CALCULO	100
11.3 RESULTADO FINANCIERO	101
11.3.1 Escenario 1	101
11.3.2 Escenario 2	102
11.3.3 Escenario 3	103
Capítulo 12. Conclusiones	104
Parte II BIBLIOGRAFIA	107

<i>Parte III</i>	<i>ANEXOS.....</i>	<i>110</i>
------------------	--------------------	------------

Índice de gráficas

Gráfico 1. Consumo Y Generación Mensual.....	VIII
Gráfico 2. Balance Energético Total por horas del día.....	IX
Gráfico 3. Monthly generation/consumption distribution	XV
Gráfico 4. Energy balance comparation	XVI
Gráfico 5. Previsión de Instalación Anual de Plantas Solares en Estados Unidos. Fuente: BNEF	30
Gráfico 6. Mix de Electricidad	32
Gráfico 7. Plantas Construidas de Energía Renovable y no Renovable, en Estados Unidos. Fuente: BNEF	33
Gráfico 8. Previsión de Plantas de Energía Renovable y no Renovable, en Estados Unidos. Desglosadas en Total, Nuevas Plantas y Plantas a dismantelar Fuente: BNEF(BloombergNEF, n. d.).....	34
Gráfico 9. Previsión de Instalación Anual de Plantas Solares “Small Scale” de Autoconsumo Estados Unidos. Fuente: BNEF	36
Gráfico 10. Progresión de Reducción de Emisiones del año 2007 al 2030 (Net-Zero Goal Clemson University, South Carolina, n.d.-c).....	39
Gráfico 11. Producción Energía Solar Fotovoltaica 2021 de Clemson University(SolrenView, n.d.).....	40
Gráfico 12. Irradiación Global Horizontal de las distintas fuentes (NSRDB, NASA)	50
Gráfico 13. Consumo por Horas Medio	61
Gráfico 14. Consumo Eléctrico Diario de tres días del año 2020	62
Gráfico 15. Distribución mensual generación/consumo.....	95
Gráfico 16. Distribución horaria.....	98
Gráfico 17. Vertidos y consumos	99

Índice de ilustraciones

Ilustración 1 Progresión de Reducción de Emisiones del año 2007 al 2030(Net-Zero Goal Clemson University, South Carolina, n.d.-a).....	VI
Ilustración 2 Lugar de Emplazamiento de la instalación fotovoltaica y fotomontaje. (Google Maps, n.d.-a).....	VI
Ilustración 3 Diagrama de Balance Energético Escenario 1.....	X
Ilustración 4 Progresión de Reducción de Emisiones del año 2007 al 2030(Net-Zero Goal Clemson University, South Carolina, n.d.-b)	XIII
Ilustración 5 Lugar de Emplazamiento de la instalación fotovoltaica y fotomontaje(Google Maps, n.d.-a).....	XIII
Ilustración 6. Energy balance generation	XVII
Ilustración 7 Objetivos de Desarrollo Sostenible del 2015. Fuente Naciones Unidas	37
Ilustración 8 Instalación Fotovoltáica en Clemson University de Aparcamiento	40
Ilustración 9. Localización en Charleston, USA. (Usa Map United - Free Vector Graphic on Pixabay, n.d.).....	41
Ilustración 10 Emplazamiento Instalación Fotovoltáica (Google Maps, n.d.-b).....	42
Ilustración 11 Fotomontaje con la instalación propuesta en el emplazamiento. Fuente: Google Earth.....	43
Ilustración 12 Datos Meteorológicos. Fuente:Weather Spark.....	44
Ilustración 13 Esquema de Radiación Solar. Fuente: El Foro Verde	45
Ilustración 14 Satélites que Componen el Sistema de la NASA(Educator Guide: Build a Satellite NASA/JPL Edu, n.d.)	47
Ilustración 15 Esquema de Obtención de Datos de NSRDB (NSRDB, n.d.).....	48
Ilustración 16 Área de cobertura de la base de datos de NREL(RE Atlas, n.d.)	49

Ilustración 17 Esquema de Modulo Fotovoltaico.(Erenovable.Com, n.d.)	53
Ilustración 18 Panel Fotovoltaico con Eje Fijo(Swanson & Swanson, 2009).....	54
Ilustración 19 Inversor String Ingeteam	55
Ilustración 20 Inversor Central Ingeteam	55
Ilustración 21 Diagrama de Protecciones.	56
Ilustración 22 Protección circuitos continua	57
Ilustración 23 Transformador seco y en aceite ABB. (Transformadores y Autotransformadores Trifásicos de 0,5 a 5.000 KVA. Baja Tensión y Secos. - Clarkia - Transformadores - Sistemas de Regulación Flujo Luminoso Doble Nivel de Tensión - Cargadores Baterias Automaticas - Inductancias, n.d.-a).....	58
Ilustración 24 Gráfica Consumo Eléctrico Mensual del Edificio ZGEC de Clemson University	60
Ilustración 25 Modulo Solar JAM72-S30-530-MR.....	65
Ilustración 26 Características Técnicas Panel Solar JAM72-S30-530-MR.....	65
Ilustración 27 Inversor Ingecon Sun 160TL.....	66
Ilustración 28 Transformador Trifásico Clarkia(<i>Transformadores y Autotransformadores Trifásicos de 0,5 a 5.000 KVA. Baja Tensión y Secos. - Clarkia - Transformadores - Sistemas de Regulación Flujo Luminoso Doble Nivel de Tensión - Cargadores Baterias Automaticas - Inductancias, n.d.-b)</i>).....	68
Ilustración 29 Representación Angulo Azimut & Tilt. (Coordenadas y Carta Solar - HelioEsfera, n.d.).....	69
Ilustración 30 Esquema de Inversores. (Enphase Vs. SolarEdge - The Changing Module Level Power Electronics Landscape (NASDAQ:SEDG) Seeking Alpha, n.d.)	73
Ilustración 31 Distancia entre módulos para evitar sombras	77
Ilustración 32 Perdidas Máximas por Orientación Panel Solar(Pérdidas Por Inclinación y Orientación - Eficiencia Energética, n.d.)	78

Ilustración 33 Leyendas de las Tablas de Balance de Energía	86
Ilustración 34. Diagrama de Sankey de Instalación del 100% Consumo	89
Ilustración 35. Diagrama de Sankey de Instalación del 75% Consumo	90
Ilustración 36. Diagrama de Sankey de Instalación del 50% Consumo	91
Ilustración 37. Emplazamiento de Instalación Fotovoltaica de 779 kWp	105
Ilustración 39 Diagrama Balance Energético PVSyst Escenario 1	106

Índice de tablas

Tabla 1 Principales Características de los Escenarios	VII
Tabla 2 Balance Energético Escenario 1 100 % del Consumo. Fuente: PVSyst.....	VIII
Tabla 3. Generación de cada escenario	IX
Tabla 4 Estudio Viabilidad Económica de los tres Escenarios	X
Table 5 Characteristics of the three Installation Scenarios.....	XIV
Tabla 6 Energy Balance.....	XV
Tabla 8. Scenary Generation	XVI
Tabla 9. Scenarios.....	XVII
Tabla 10. Coordenadas del Emplazamiento de la Planta Fotovoltaica en Charleston, Carolina del Sur.....	42
Tabla 11. Irradiación Global Horizontal.....	50
Tabla 12 Base de Datos de la fuente NSRDB. Valores medios mensuales de Irradiación, Temperatura y Velocidad del Viento.....	51
Tabla 13 Tabla Consumo Eléctrico Mensual en kWh del Edificio ZGEC de Clemson University	60
Tabla 14 Consumo que cubren los distintos Escenarios.....	63
Tabla 15 Datos de Fabricante de Modulo Fotovoltaico JAM72-S30-530-MR.....	66
Tabla 16. Radiación Global Mensual. Fuente: NSRD.....	70
Tabla 17 Potencia Pico Mensual	71
Tabla 18. Máximo Valor de Potencia Pico Mensual	71
Tabla 19. Radiación Global Mensual (kWh/m ² día).....	72
Tabla 20. Potencia Pico (Wp) en función del ángulo Tilt	72
Tabla 21 Parámetros Fabricante del Inversor Ingecon Sun 160TL	72

Tabla 22 Número de Paneles Límite	74
Tabla 23 Resultados Calculo Potencia Pico Planta para el consumo del 100%.....	74
Tabla 24 Potencia Pico de la Planta para cada escenario	75
Tabla 25 Resultados Dimensionamiento Analítico	75
Tabla 26 Resultados Número de Inversores por escenario.....	75
Tabla 27 Rendimientos Instalación PR	79
Tabla 28 Estimación Energía Producida de Instalación del 100% del Consumo.....	80
Tabla 29. Estimación Energía Producida de Instalación del 75% del Consumo.....	80
Tabla 30. Balance Energético Anual	81
Tabla 31 Datos Meteorológicos y de Radiación de la fuente NSRDB.....	83
Tabla 32 Características Principales Introducidas PVSyst.....	83
Tabla 33 Valores Introducidos al programa PVSyst	83
Tabla 34 Resultados Planta PVSyst.....	84
Tabla 35. Porcentaje de Potencia consumido de la Instalación Fotovoltaica Respecto al Consumo Total y Generación Total de la Instalación Fotovoltaica	85
Tabla 36 Balance Energético Instalación 100% Consumo.....	85
Tabla 37 Balance Energético Instalación 75% Consumo.....	85
Tabla 38 Balance Energético Instalación 50% Consumo.....	86
Tabla 39 Consumo & Generación Medio Diario de los tres escenarios (100%, 75%,y 50%)	93
Tabla 40 Balance Energético de los tres Escenarios	94
Tabla 41. Costes	96
Tabla 42. OPEX.....	97
Tabla 43. Generación, vertidos y consumos	98

Tabla 44. Costes consumo de RED	99
Tabla 45. Ingreso de autoconsumo	100
Tabla 46. Resultado financiero escenario 1	101
Tabla 47. Resultado financiero escenario 2	102
Tabla 48. Resultado financiero escenario 3	103
Tabla 49. Balance energético.....	104
Tabla 50 Resumen de la Instalación del 100% de Consumo.....	105
Tabla 51. Resumen escenarios.....	106
Tabla 52. Generación, vertidos y consumos	106

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

Actualmente existe una gran preocupación respecto al cambio climático y la escasez de recursos. Los Estados Unidos no es una excepción y por ello tiene el objetivo de que sean las energías renovables el recurso principal energético. No hay realmente un objetivo refrendado por el congreso de ser neto en emisiones de efecto invernadero en el 2050, pero sí que la administración Biden, el presidente de Estados Unidos, lo ha anunciado.

En referencia a lo indicado por el EIA (U.S. Energy Information Administration's) la generación de nueva capacidad está liderada por la energía solar fotovoltaica con un 39%, seguida de la producción de la eólica con un 31%. En Gráfico 5. Previsión de Instalación Anual de Plantas Solares en Estados Unidos. Fuente: BNEF se muestra la previsión de crecimiento de la potencia instala de energía solar mundial de aquí al 2030.

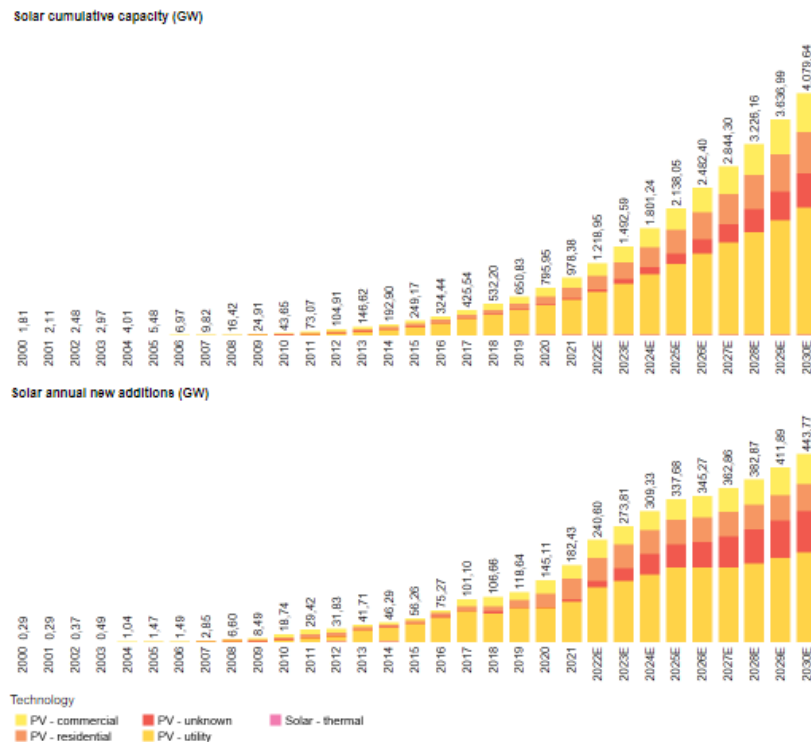


Gráfico 5. Previsión de Instalación Anual de Plantas Solares en Estados Unidos. Fuente: BNEF

1.1 PROBLEMA CLIMÁTICO

El cambio climático es una realidad. Podemos ver estos cambios en los mares y océanos, ecosistemas, temperaturas medias, precipitaciones, y estos son debidos a varios factores. Entre ellos, el factor principal es por la emisión de gases de efecto invernadero. La tierra se calienta con los rayos solares; varios de estos gases evitan que ese calor vuelva al espacio, lo que hace que la temperatura media en la tierra aumente y desequilibre este balance energético.

El gas que provoca mayor efecto invernadero es el dióxido de carbono. Este se produce mediante la combustión de residuos fósiles, basuras, vegetación, para la producción de energía eléctrica o el transporte... aunque también en procesos industriales como la elaboración del cemento o el acero y su efecto es lo denominado huella de carbono.

Durante los últimos años se han acordado planes y tratados con el objetivo principal de disminuir estas emisiones. El Tratado de París es el más destacado entre todos debido a la gran implicación internacional donde muchos países adquirieron compromisos de reducción de emisiones. Aunque no todos los países parten de una situación similar respecto a sus compromisos por lo que aún existes muchas dudas de que se puedan cumplir los objetivos. Grandes países como USA no tienen refrendado el compromiso adquirido en el tratado de París, ni en la el de la Cumbre de la Tierra del 2015. Solamente en China, estas dos industrias (cemento y acero) emiten anualmente el equivalente al 70% de todas las emisiones de CO₂ de Europa.

Centrándonos en la producción de energía eléctrica, la previsión mundial de aquí al 2050 se puede ver en la siguiente gráfica Gráfico 8. Previsión de Plantas de Energía Renovable y no Renovable, en Estados Unidos. Desglosadas en Total, Nuevas Plantas y Plantas a desmantelar Fuente: BNEF(BloombergNEF, n. d.) (fuente BNEF). En ella se aprecia que, aunque aumenta la proporción de producción por fuentes de energía renovable, todavía alrededor de un 30% seguirá teniendo como materia prima fuentes no renovables.(*BloombergNEF*, n.d.)

1.2 ENERGÍAS RENOVABLES EN USA

Estados Unidos actualmente dispone de un mix energético como se puede observar en la gráfica Gráfico 6. Mix de Electricidad donde más de un 60% de la generación de energía eléctrica proviene de centrales de gas natural y de carbón, prácticamente un 40% y un 20% respectivamente en el año 2020. Se aprecia una reducción en el consumo de carbón, que está siendo sustituido por generación por gas natural, aunque un aumento también de la generación renovable.(*Federal, State & Regulatory Policy | SEIA*, n.d.)

Electricity Mix

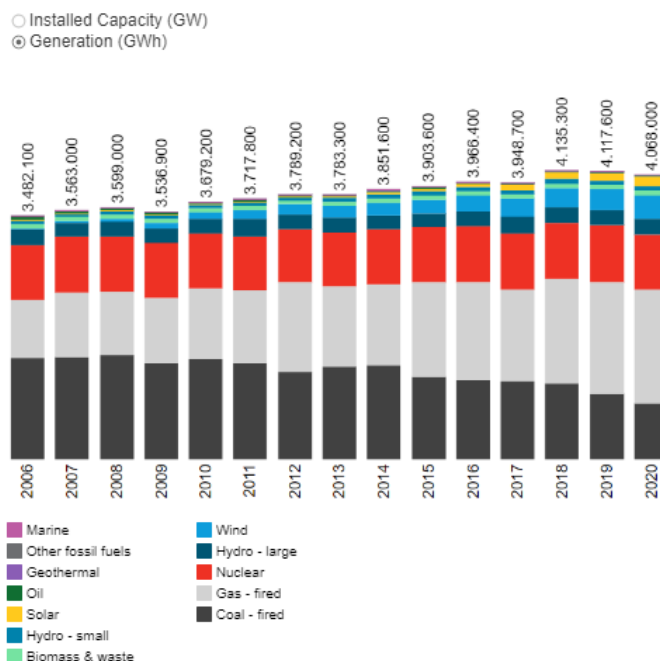


Gráfico 6. Mix de Electricidad

Estados Unidos ha anunciado que desea convertirse en un país de cero emisiones netas en el 2050, aunque esto ha sido más una declaración de la Administración de Biden que un compromiso firme respaldado por el Congreso.

En el Tratado Climático de París, la administración de Obama se comprometió a una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero entre un 26 y un 28 % las emisiones del 2005 para el 2025.

También en la Cumbre de la Tierra del año 2015, Obama confirmó la apuesta firme de los Estados Unidos en una transición energética aumentando en 2 puntos más el compromiso de París, acelerando dicha transición

La administración de Trump en 2017 decidió retirarse de los compromisos acordados en París. Por lo tanto, en la actualidad no hay un compromiso país claro ya que va cambiando según cambia la presidencia entre republicanos y demócratas.

Sin embargo, ya sea por concienciación social, por la reducción de los costes de generación por energías renovables o por compromisos de algunos estados, como California, la variación de la capacidad instalada en USA indica que año tras año las inversiones en plantas de generación por energías renovables van creciendo, con un aumento muy significativo en plantas de generación fotovoltaicas como se puede observar en la Gráfico 7. Plantas Construidas de Energía Renovable y no Renovable, en Estados Unidos. Fuente: BNEF. (U.S. Environmental Protection Agency | US EPA, n.d.)

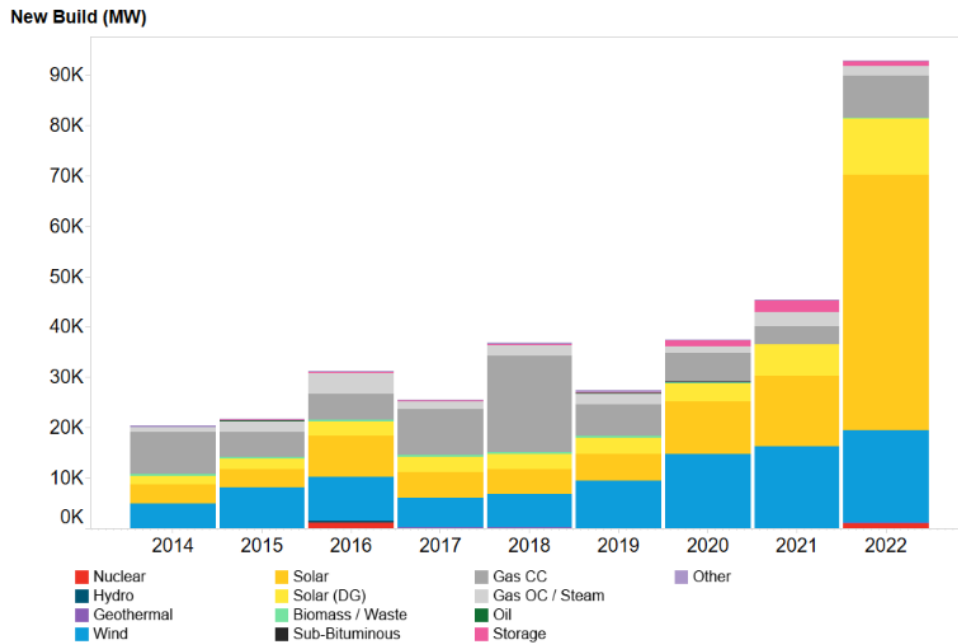


Gráfico 7. Plantas Construidas de Energía Renovable y no Renovable, en Estados Unidos. Fuente: BNEF

Aunque todavía hasta el 2030 se estima que muchos de los proyectos de generación, que se están construyendo o que pronto iniciarán su construcción, utilizarán fuentes no renovables, cada vez con más fuerza están presentes las energías renovables en su mix eléctrico lo que hace que sea una gran oportunidad. En la siguiente gráfica Gráfico 8. Previsión de Plantas de Energía Renovable y no Renovable, en Estados Unidos. Desglosadas en Total, Nuevas Plantas y Plantas a dismantelar Fuente: BNEF(BloombergNEF, n. d.) puede verse la previsión de instalación y dismantelamiento de plantas de generación en Estados Unidos es la siguiente.(*Las Oportunidades de Las Renovables En EEUU- El Periódico de La Energía*, n.d.; *Solar Market Insight Report 2022 Q2* | *SEIA*, n.d.)

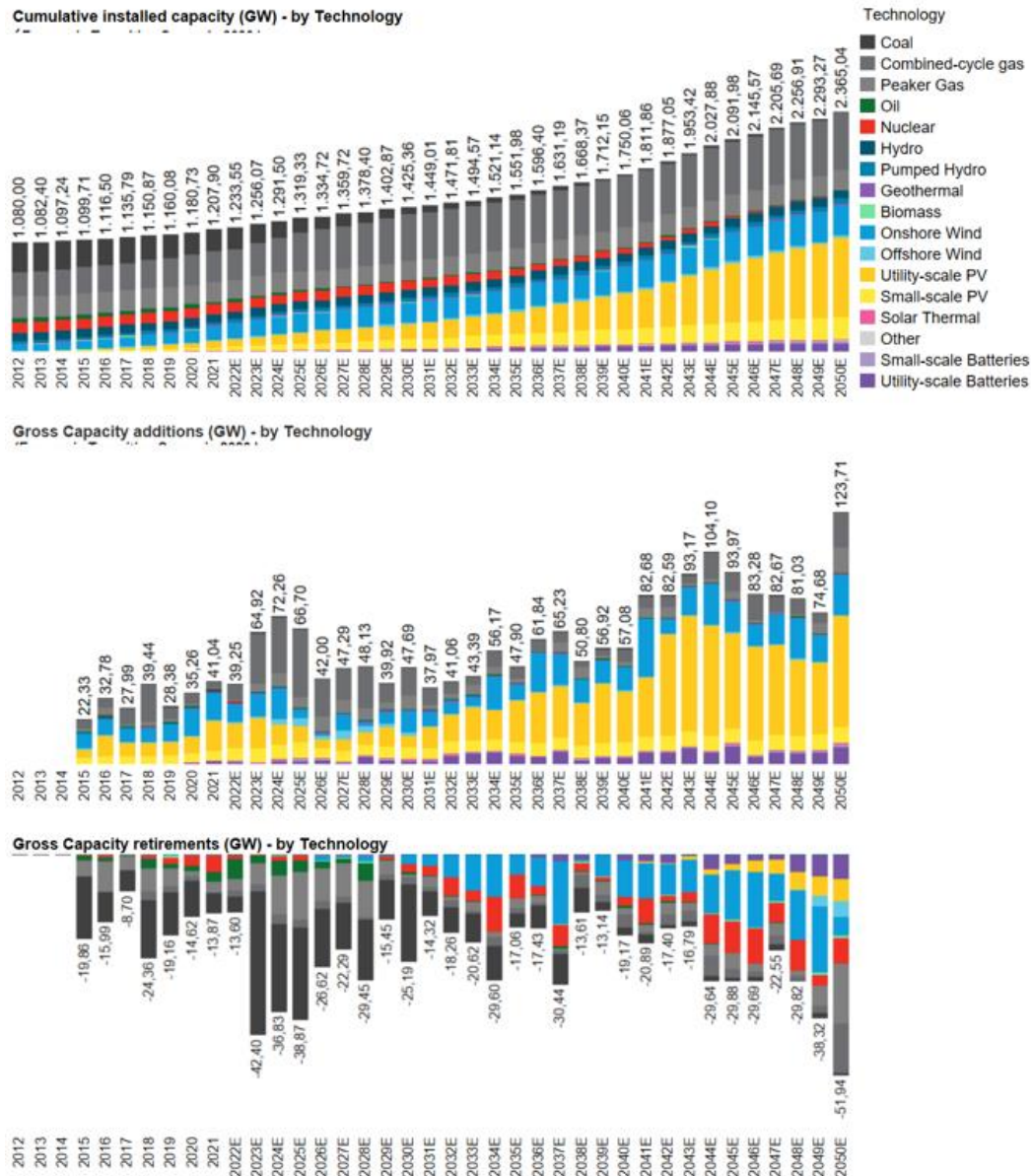


Gráfico 8. Previsión de Plantas de Energía Renovable y no Renovable, en Estados Unidos. Desglosadas en Total, Nuevas Plantas y Plantas a desmantelar Fuente: BNEF(BloombergNEF, n. d.)

1.3 POLÍTICA ENERGÉTICA

Como se indicó anteriormente, no existe una clara apuesta federal de los Estados Unidos para el desarrollo de las energías renovables. Este año, 2022, es el último año donde los proyectos pueden acogerse a unas exenciones fiscales (Federal Solar Tax Credit) pero que no tienen continuidad de momento para los próximos años. Además, para acogerse esta ayuda el proyecto tiene que estar cualificado, es decir, haber ya comprometido las inversiones para obtener estas ayudas. Es por tanto que no las he considerado para el cálculo de viabilidad económica.

Si que existen objetivos y ayudas por estados. En Carolina del Sur, estado donde está prevista la instalación existe una ayuda a las plantas de autoconsumo donde te permiten hacer un balance entre lo consumido y lo vertido a la red llamado “Net Energy Metering”. Lo que significa es que toda la energía que se vierte a la red, se descuenta de la consumida. Si el valor neto de la energía arroja un resultado de consumo, se paga esa energía al valor de compra, si da un resultado de generación ésta se paga como vertido, a un precio menor. (*South Carolina Legislature Online - How Do I...*, n.d.)

Hay que cumplir una serie de requisitos incluidos en la ley siguiente:

Requisitos:

- Genera con energías renovables: Cumple
- Ser una instalación de autoconsumo: Cumple
- Tener una potencia menor de 1.000 kW en el lado AC: Cumple
- No es una instalación aislada de la red: Cumple
- Cumple los requerimientos técnicos, medioambientales, códigos de red...

(*All about PV Photovoltaic Self-Consumption - Iberdrola*, n.d.)

1.4 AUTOCONSUMO EN USA

Aunque, como ya indiqué anteriormente, no hay una senda clara establecida con los compromisos anunciados de ser un país neto en emisiones en el 2050, sí que existe una gran concienciación social que exige una transición energética.

Si nos fijamos en las nuevas instalaciones de autoconsumo de pequeño tamaño, las denominadas “Small-Scale”, su instalación anual no para de crecer. Fundamentalmente California, New Jersey y Massachusetts son los estados que sí que tienen unos objetivos de energías renovables y son los que más crecen, California un 40% de toda la potencia.

La previsión es que el autoconsumo no pare de crecer, ya sea el residencial, el comercial o el industrial, mantendrá una instalación anual mantenida de entre 5 y 7 GW al año hasta el 2050 en Estados Unidos como se indica en la siguiente gráfica Gráfico 9. Previsión de

Instalación Anual de Plantas Solares “Small Scale” de Autoconsumo Estados Unidos.
Fuente: BNEF.

Gross Capacity additions (GW) - by Technology

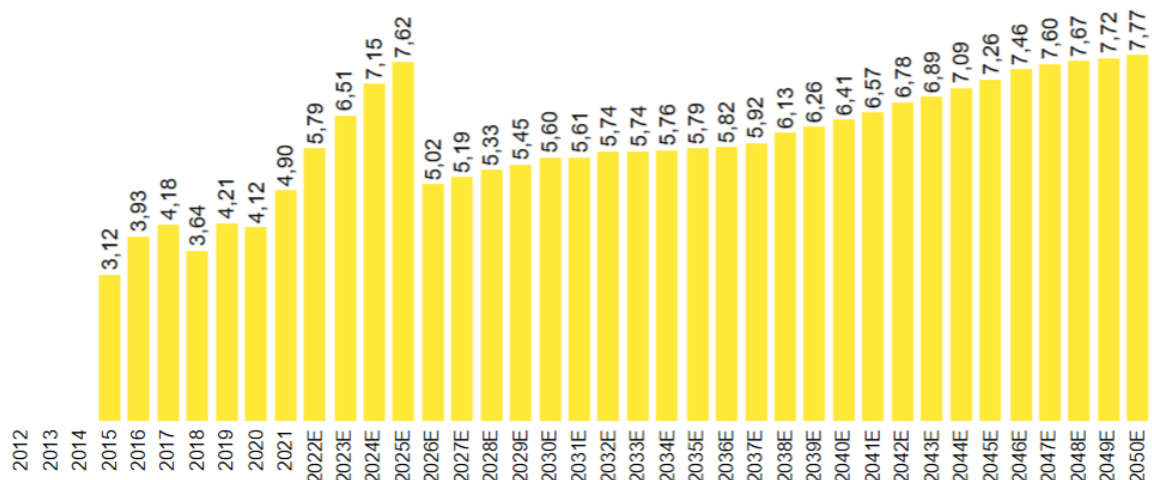


Gráfico 9. Previsión de Instalación Anual de Plantas Solares “Small Scale” de Autoconsumo Estados Unidos. Fuente: BNEF

Las empresas e instituciones tienen dos maneras, que a menudo utilizan ambas, de conseguir sus propios objetivos de ser netas en emisiones de gases de efecto invernadero:

- Realizar contratos de largo plazo con compañías que le garantizan que su energía ha sido generada con plantas de generación renovable.
- Instalar plantas propias de generación.

Además de la mayor conciencia social que pueda tener una empresa o institución, en la actualidad la mayoría de los grandes fondos de inversión solamente invierten en empresas que puedan demostrar estos compromisos sociales, ambientales o de gobernanza, lo que empuja aún más a esta transición energética.

Esta concienciación también se lleva al consumo individual de bienes o servicios donde solamente se eligen éstas “responsables”. Un estudiante valora también que la universidad donde estudia tiene estos valores y objetivos.

1.5 OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo de este trabajo de fin de grado es el diseño y posterior análisis de viabilidad de una planta de generación de energía solar fotovoltaica que ayude reducir la huella de carbono y colabore a convertirse en una Universidad neta en emisiones de efecto invernadero a la Universidad Clemson, en Carolina del Sur, cubriendo total o parcialmente sus necesidades de energía eléctrica.

Para ello, la Universidad me ha proporcionado los consumos eléctricos horarios de un edificio de su Campus, así como el espacio disponible para la instalación de una planta de producción eléctrica aprovechando la radiación solar.

1.5.1 OBJETIVOS DEL PLAN DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En este apartado se van a analizar los objetivos de desarrollo marcados por los líderes mundiales. Estos diecisiete objetivos se marcaron el día 25 de septiembre de 2015 con el fin de acabar con la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible. El periodo marcado para cumplir cada una de las 169 metas fue 2030. Estas metas abarcan principalmente tres campos que son económico, social y ambiental. En la Ilustración 7 Objetivos de Desarrollo Sostenible del 2015. Fuente Naciones Unidas se muestran los diecisiete objetivos.



Ilustración 7 Objetivos de Desarrollo Sostenible del 2015. Fuente Naciones Unidas

Este proyecto ayudaría a cumplir los objetivos número 7, 11, 12 y 13. El objetivo siete denominado como energía asequible y no contaminante, es decir asegurar el acceso del recurso energético a nivel global y a su vez incrementar la generación mediante energías renovables. En este proyecto se pretende aumentar el uso de este tipo de recursos renovables. El objetivo 13 pretende concienciar a los alumnos de la Universidad, y de esta manera incitar la acción por frenar el cambio climático. Finalmente, remarcar como principal objetivo a cumplir la reducción de las emisiones de carbón.

Capítulo 2. SITUACIÓN ENERGÉTICA

En este proyecto es importante mencionar el tratado internacional que entró en vigor el 4 de noviembre de 2014, estableciendo planes cada cinco años para combatir el cambio climático. Se denomina Acuerdo de París que para que estos objetivos se cumplan es necesario una transformación económica y social, apoyada en los mejores científicos. En 2020, la mayoría de los países que se encuentran en este acuerdo presentaron sus objetivos de acción climática como contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC). En cambio, Estados Unidos se unió de nuevo al tratado en enero de 2021 poniendo objetivos para 2030.

La incorporación de Estados Unidos al tratado impulsa las expectativas de los países contribuyentes a obtener los planes nacionales gracias a sus posibles avances científicos. Estados Unidos ha determinado planes ambiciosos para 2030 donde han sido reforzados con medidas regulatorias. (*El Acuerdo de París* | CMNUCC, n.d.)

2.1 PLAN 2030 UNIVERSIDAD DE CLEMSON

Clemson University se ha unido a estos objetivos creando un objetivo de emisión de carbón neutro. El objetivo principal de la universidad es conseguir carbón con un MTCDE dec como máximo alrededor de los 50,000 para 2030. La previsión de cumplimiento es favorable ya que Clemson ha demostrado haber cumplido un gran progreso durante los años anteriores.

En el Gráfico 10. Progresión de Reducción de Emisiones del año 2007 al 2030 (Net-Zero Goal | Clemson University, South Carolina, n.d.-c) se muestra la evolución desde 2007 hasta 2019. En 2000 la Universidad empezó con el reemplazo a gas natural, eliminando el 6% de la generación de energía que había de carbón en 2011. En 2020 se ha reducido la intensidad de energía consumida en un 20%, y para 2025 se prevé el incremento de un 10% en energías renovables. Por lo que si Clemson se centra en reducir el uso de carburantes y el consumo de energías se prevé factible conseguir para 2030 los objetivos. Además, en la Gráfico 10. Progresión de Reducción de Emisiones del año 2007 al 2030 (Net-Zero Goal | Clemson University, South Carolina, n.d.-c) se puede conseguir que él se disminuya en un 3% al año.

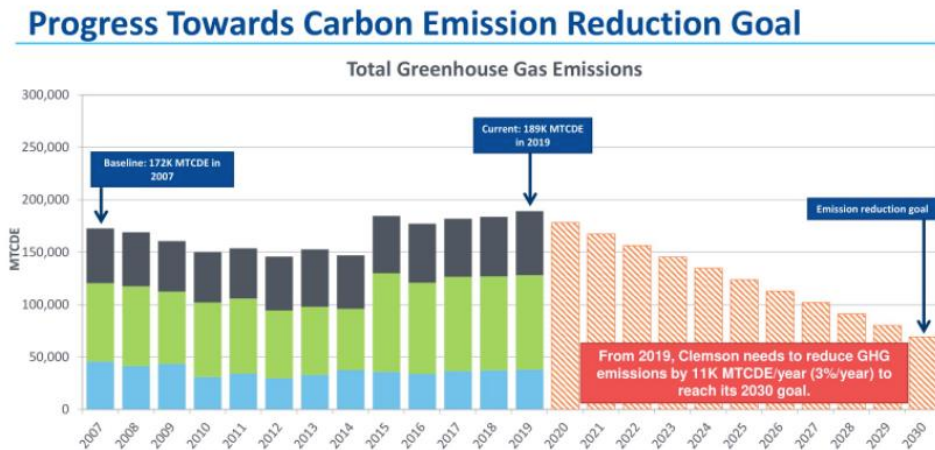


Gráfico 10. Progresión de Reducción de Emisiones del año 2007 al 2030 (Net-Zero Goal | Clemson University, South Carolina, n.d.-c)

Otros métodos que Clemson utiliza para la disminución de emisiones de carbón mediante la construcción de edificios y sistemas energéticamente eficientes, eliminación de residuos, transporte energéticamente eficiente y construcciones de instalaciones renovables. Las reducciones de consumos de energía no renovable mantendrán fija la disminución de estas emisiones.

En referencia a la producción solar, Clemson University ha incrementado su producción durante la última década. Las instalaciones construidas de autoconsumo están ubicadas en la ciudad de Clemson, en concreto en los edificios *Fluor Daniel* and *the Life Sciences Building*.

Cabe destacar que la compañía nacional de energía Duke Energy y Clemson University han llegado a un acuerdo para actuar como socios con el fin de instalar plantas, como por ejemplo un aparcamiento construido con paneles solares similar al que se estudia en este proyecto, pero ubicado en otra ciudad. Charleston, es una ciudad con un clima más favorable para la producción de energía solar ya que tiene mayor radiación solar y con mayor constancia durante el año por lo que tendrá un mejor rendimiento que las instalaciones de Clemson. La Ilustración 8 Instalación Fotovoltaica en Clemson University de Aparcamiento muestra el aparcamiento solar construido



Ilustración 8 Instalación Fotovoltaica en Clemson University de Aparcamiento

En la Gráfico 11. Producción Energía Solar Fotovoltaica 2021 de Clemson University(SolrenView, n.d.) se muestra la producción de energía solar por Clemson University durante el pasado año 2021. La producción mensual media es de alrededor de los 1650 kWh. La implantación de una planta fotovoltaica como las analizadas en este proyecto aumentarían la producción y a su vez disminución de las emisiones, cumpliendo así con los objetivos marcados.

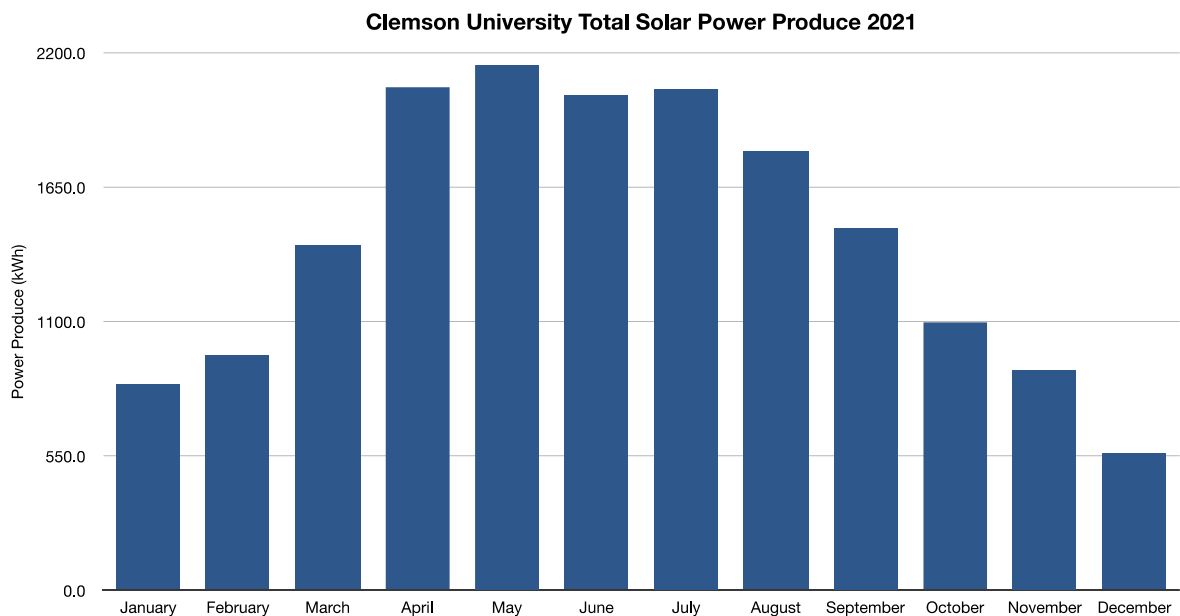


Gráfico 11. Producción Energía Solar Fotovoltaica 2021 de Clemson University(SolrenView, n.d.)

Capítulo 3. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

En este capítulo se va a describir la localización donde va a tener lugar el análisis de la instalación fotovoltaica. La Ilustración 9. Localización en Charleston, USA. (Usa Map United - Free Vector Graphic on Pixabay, n.d.) muestra donde se situará la instalación dentro de Estados Unidos.

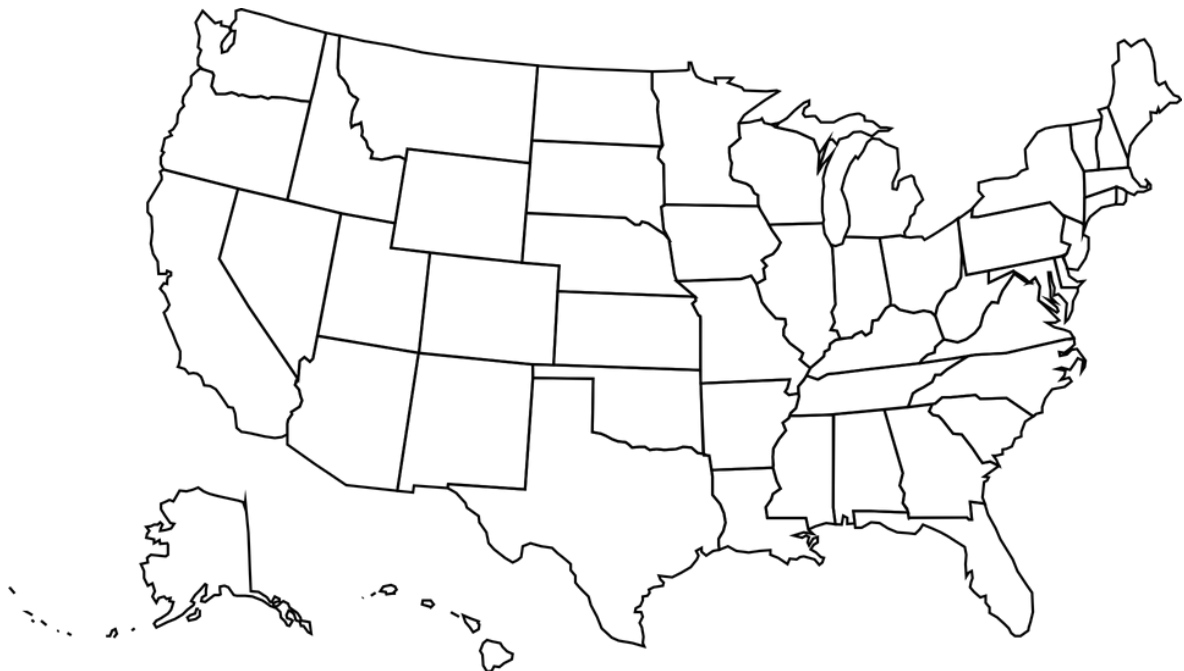


Ilustración 9. Localización en Charleston, USA. (Usa Map United - Free Vector Graphic on Pixabay, n.d.)

3.1 EMPLAZAMIENTO

La instalación donde se va a estudiar la viabilidad del proyecto se encuentra en la ciudad de Charleston perteneciente al estado de Carolina del Sur, Estados Unidos. En concreto la dirección es 1250 Supply St, North Charleston, SC 29405. Además, para el análisis de la instalación se requiere las coordenadas, que me muestran en la siguiente Tabla 9. Coordenadas del Emplazamiento de la Planta Fotovoltaica en Charleston, Carolina del Sur para obtener los datos meteorológicos y de radiación más exactos que en los siguientes capítulos se van a presentar y analizar.

	<i>Coordenadas</i>
Latitud	32.85 °N
Longitud	-79.96 °W
Altitud	4m

Tabla 9. Coordenadas del Emplazamiento de la Planta Fotovoltaica en Charleston, Carolina del Sur

La idoneidad del emplazamiento ha sido estudiada siguiendo distintas consideraciones. En primer lugar, se midieron las dimensiones disponibles de los distintos emplazamientos para instalar la planta fotovoltaica que puso a disposición la Universidad de Clemson. En segundo lugar, se establecieron tres distintos escenarios donde en cada uno de ellos se iban a estudiar tres distintas potencias instaladas (50%, 75%, y 100% del consumo eléctrico). En tercer lugar, se ha calculado de manera aproximada cuantos paneles se necesitarían para cubrir esta generación y la superficie necesaria para su instalación.

En la Ilustración 10 Emplazamiento Instalación Fotovoltaica (Google Maps, n.d.-b) se indica con rectángulos rojos la zona que pertenece a Clemson University, y en amarillo es la ubicación donde se emplazarán los módulos fotovoltaicos. Este emplazamiento que se menciona con anterioridad tiene una dimensión de 5.500 metros cuadrados. Además, se encuentra más cerca del edificio del autoconsumo. Es una zona con buen aprovechamiento de la radiación y que legalmente cumpliera los requisitos. Es una parcela plana, y además de tener espacio suficiente para la instalación de la planta de autoconsumo, tiene fácil acceso para que se convierta en un aparcamiento para coches.

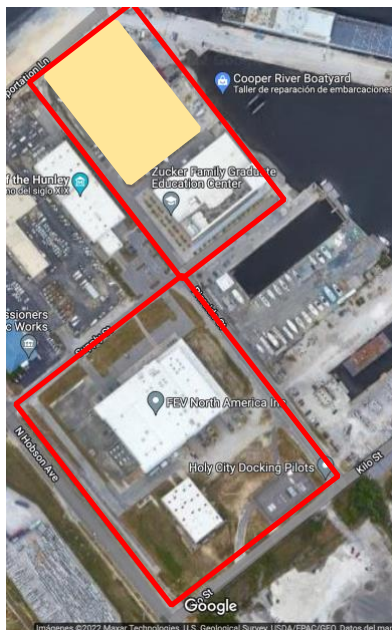


Ilustración 10 Emplazamiento Instalación Fotovoltaica (Google Maps, n.d.-b)

En la Ilustración 11 Fotomontaje con la instalación propuesta en el emplazamiento. Fuente: Google Earth se muestra el diseño mediante la plataforma Google Earth de la instalación.



Ilustración 11 Fotomontaje con la instalación propuesta en el emplazamiento. Fuente: Google Earth

3.2 CARACTERÍSTICAS DEL EMPLAZAMIENTO

El terreno donde se va a instalar la planta está compuesto por esplanadas, una zona de aparcamiento y dos edificios. En concreto, la dimensión total del terreno elegido para el emplazamiento de la instalación es de aproximadamente 5.500 metros cuadrados. Tiene una orientación -40° sobre el norte. Además, cabe destacar que es una zona que está inhabilitada por lo que no habría ningún inconveniente durante la instalación de los paneles solares.

Es una zona plana que disminuye las sombras entre filas y disminuye el coste por tanto de las estructuras soporte. Muy cerca del puerto, zona no habitada como se menciona con anterioridad, es un emplazamiento vigilado que disminuye también los costes de vigilancia para evitar robos y vandalismo.

3.3 *CONDICIÓN CLIMATOLÓGICA*

El emplazamiento de la instalación está localizado en Charleston, ubicada al sureste de Estados Unidos, en el estado Carolina del Sur. Es una ciudad de costa por lo que tiene veranos con altas temperaturas, e inviernos son húmedos y ventosos. La temperatura media máxima es de veinticuatro grados, por lo que no se podría considerar una ciudad con un clima frío. En la Ilustración 12 Datos Meteorológicos. Fuente: Weather Spark se muestra los datos meteorológicos que afectaran a las pérdidas de la instalación estudiados en los siguientes capítulos. (*El Clima En Charleston, El Tiempo Por Mes, Temperatura Promedio (Carolina Del Sur, Estados Unidos) - Weather Spark, n.d.*)

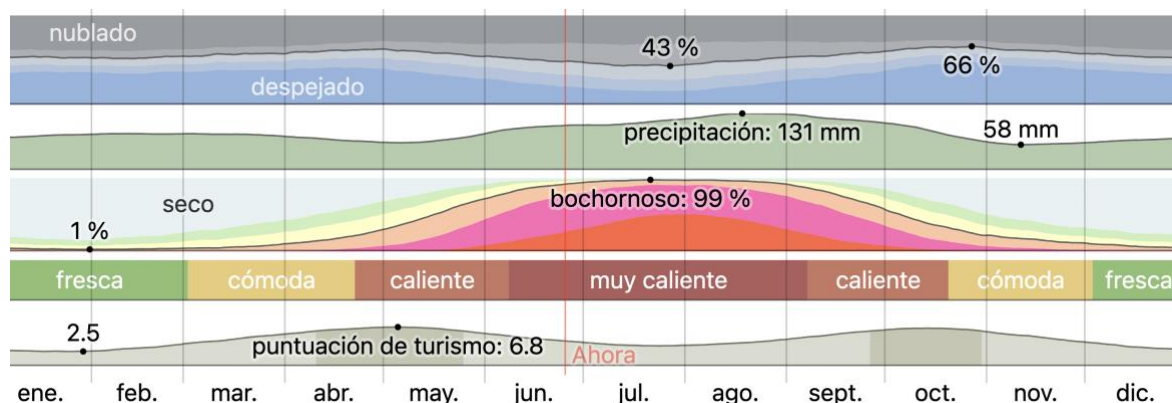


Ilustración 12 Datos Meteorológicos. Fuente: Weather Spark

Capítulo 4. RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar medido en vatios por metro cuadrado es el recurso energético utilizado en este proyecto y su funcionamiento consiste en la transformación de la energía de la radiación solar directamente en energía eléctrica utilizando el efecto fotovoltaico. La radiación solar excita los electrones de algunos materiales semiconductores que absorber los fotones de la luz se liberan produciendo una diferencia de potencial entre sus distintas capas.

La radiación que llega a la tierra se divide generalmente en tres compones:

- Radiación Directa. Es la que se recibe directamente del sol y difiere en función de la nubosidad y en la estación en la que se mida al modificarse la distancia al sol.
- Radiación Difusa. Es la que se recibe pero que viene reflejada por la atmósfera, nubes partículas de polvo, contaminación....
- Radiación reflejada en la superficie solar o de Albedo. Es la radiación reflejada por superficie. Esta es aprovechada en mayor medida por los paneles bifaciales.

Durante el análisis del proyecto el tipo de radiación que se utiliza con más frecuencia es la radiación Global. Este tipo de radiación es la suma de las tres radiaciones que inciden en nuestra célula fotovoltaica, es decir, la radiación directa, difusa y albedo, como se explica en la siguiente Ilustración 13 Esquema de Radiación Solar. Fuente: El Foro Verde



Ilustración 13 Esquema de Radiación Solar. Fuente: El Foro Verde

Hay que tener en cuenta que no toda la energía de la radiación puede ser aprovechada por el panel fotovoltaico ya que la llegar los rayos del sol de manera no perpendicular, se producen pérdidas de reflexión, absorción en las capas (vidrios, encapsulantes, capas antireflexivas), a este ángulo se le denomina azimut. También se tienen en cuenta las pérdidas por suciedad, degradación de los paneles y temperatura para determinar la irradiancia e irradiación neta de

un determinado lugar, todo esto se calculará en detalle posteriormente para el emplazamiento determinado. (*La Radiación Solar - El Foro Verde*, n.d.; *Radiación, Irradiancia, Azimut y Hora Sol Pico En Fotovoltaica*, n.d.; *Radiación Solar: Qué Es y Cómo Se Produce - Iberdrola*, n.d.)

4.1 RADIACIÓN EMPLAZAMIENTO

En este apartado se estudiará la radiación solar que va a recibir el emplazamiento donde se van a colocar los paneles para poder hacer un estudio del número de paneles necesarios en la instalación. Para ello se utilizarán bases de datos de estudios de radiación de años anteriores. Para poder conseguir la medida más precisa, se ha optado por utilizar las famosas bases de datos: NSRDB, y NASA. Para ambas bases se indicado la localización que en este caso es de 32.85 °N y -79.96 °W.

A continuación, un breve resumen de las distintas fuentes de datos que se van a utilizar.

4.1.1 BASE DE DATOS DE SSE NASA

Las siglas NASA son referidas a Agencia Aeroespacial Norteamericana. Uno de los grandes avances la NASA fue la elaboración de una fuente de datos geográficos denominada como Surface meteorology and Solar Energy (SSE), habilitado para generar información de irradiación indistintamente de no conocer las dimensiones del emplazamiento. Este sistema se fundamenta en un mallado de resolución de un 0,5 x 0,5 grados para emplazamientos internacionales y nacionales. Esta fuente tiene un gran nivel de exactitud ya que la base de información se actualiza diariamente.

Actualmente la NASA el sistema que tiene se compone de más trescientos ochenta satélites, con más de veintidós años de acumulación de información meteorológica. En la siguiente Ilustración 14 Satélites que Componen el Sistema de la NASA (Educator Guide: Build a Satellite | NASA/JPL Edu, n.d.) se muestra un esquema de los satélites. Aunque a pesar del gran número de satélites, la NASA no ofrece datos de irradiación difusa lo cual disminuye el valor de radiación global obteniendo de esta manera menor precisión global. (*NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources*, n.d.; *Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER) | NASA Open Data Portal*, n.d.)

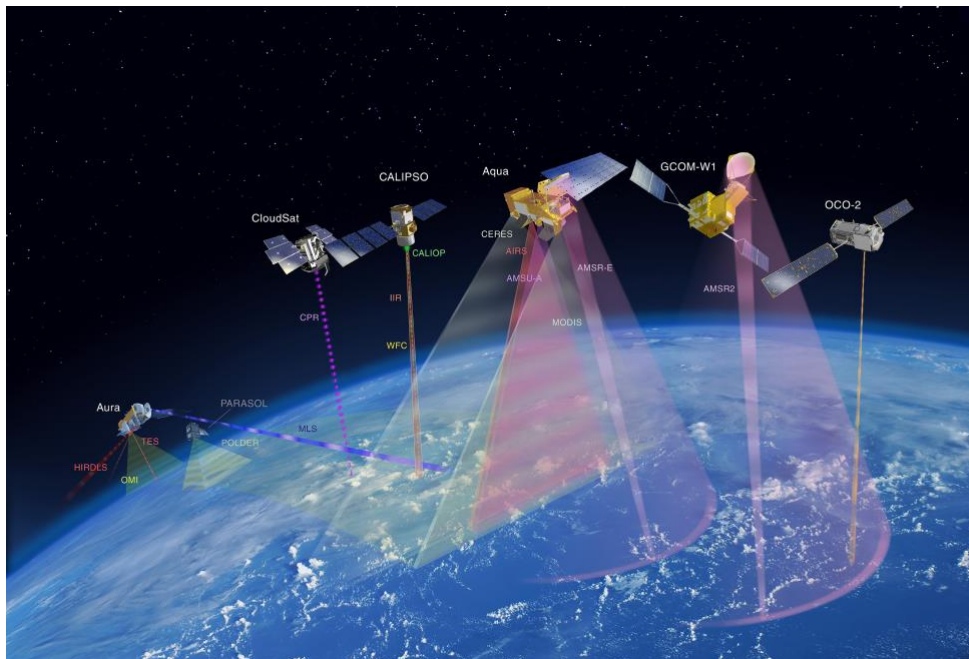


Ilustración 14 Satélites que Componen el Sistema de la NASA (Educator Guide: Build a Satellite | NASA/JPL Edu, n.d.)

4.1.2 NREL

NREL Laboratorio Nacional de Energía Renovable compañía, que pertenece al gobierno, de investigación centrada principalmente en el área energético. NREL es dueño de uno de centros nacionales de investigación fotovoltaica más importantes a nivel mundial. Esta compañía proporciona los datos solares de NSRDB, desde hace veinticinco años.

La NSRDB es una fuente de datos meteorológicos que principalmente proporcionan medidas irradiancia horizontal global, normal directa y horizontal difuso. Los valores se proporcionan en periodos horarios o semi-horarios, en este proyecto se han obtenido los datos horarios ya que el consumo se obtuve de la misma manera. En la siguiente Ilustración 15 Esquema de Obtención de Datos de NSRDB (NSRDB, n.d.) se muestra un esquema del procedimiento de obtención de los datos que proporciona la fuente. Los cuatro satélites indicados en la ilustración son geoestacionarios que obtienen mediciones multicanal con el fin de modelar la base de datos de manera precisa. En cambio, en las versiones anteriores la fuente NSRDB obtenía la base de datos sobre las nubes y el tiempo que se obtenía en los aeropuertos. A pesar de que se escogieron un número elevado de localizaciones su precisión disminuye si se alejaban de estas. (National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page | NREL, n.d.)

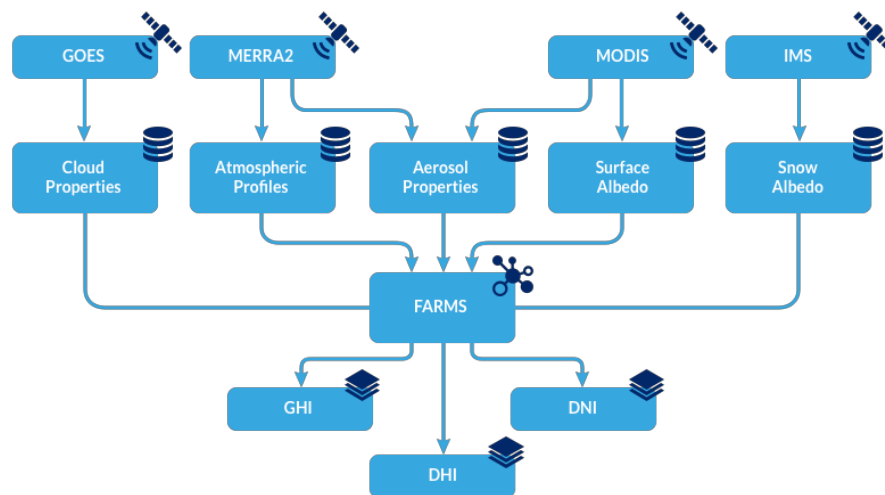


Ilustración 15 Esquema de Obtención de Datos de NSRDB (NSRDB, n.d.)

En Ilustración 16 Área de cobertura de la base de datos de NREL(RE Atlas, n.d.) se muestra el área de cobertura de la base de datos de NSRDB, es decir, de NREL. Se indica que la ubicación se ve a estudiar en el Proyecto está marcado con un marcador de color rojo.

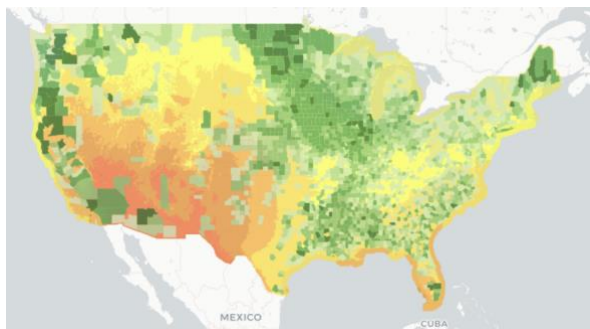


Ilustración 16 Área de cobertura de la base de datos de NREL(RE Atlas, n.d.)

4.2 COMPARACIÓN BASE DE DATOS

En este apartado se analiza las distintas radiaciones globales obtenidas mediante las bases de datos NSRDB y NASA. El método de elección de base de datos que se va a utilizar va a seguir distintos parámetros y criterios necesarios para que el estudio tenga una mayor determinación y exactitud. En la Tabla 10. Irradiación Global Horizontal se muestra los valores las fuentes mencionadas. Además, se muestra una Gráfico 12. Irradiación Global Horizontal de las distintas fuentes (NSRDB, NASA) con las dos radiaciones globales obtenidas a partir de las fuentes. Se bueno observar la gran similitud de datos, lo cual indica una gran precisión de las dos fuentes.

	Irradiación Global Horizontal	
	NSRDB	NASA
Mes	kWh/m ² mes	kWh/m ² mes
Enero	91.5	85.3
Febrero	107.8	96.6
Marzo	145.5	146
Abril	172.4	182.4
Mayo	207.3	206.1
Junio	199	189.9
Julio	198.3	195.9
Agosto	176.3	173.6
Septiembre	150.4	141.6

Octubre	129.9	126.2
Noviembre	100.6	95.4
Diciembre	77	81.2
Año	1756	1720.2

Tabla 10. Irradiación Global Horizontal

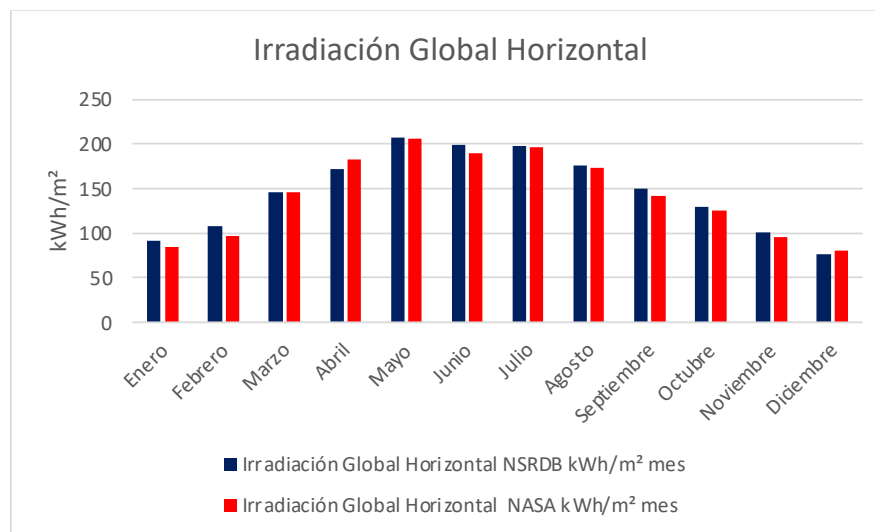


Gráfico 12. Irradiación Global Horizontal de las distintas fuentes (NSRDB, NASA)

Los datos obtenidos por las distintas fuentes son bastante similares por lo que en un primer análisis se puede elegir indistintamente cualquiera de las fuentes. En este proyecto se ha elegido la fuente de datos NSRDB ya que las medidas tienen una alta precisión y baja incertidumbre en Estados Unidos. Además, como se ha indicado con anterioridad esta base de datos se centraliza en Estados Unidos, país en el que se estudia la instalación fotovoltaica de este trabajo. Otro punto que se destaca en la elección de la fuente es que la base de datos NASA, no obtiene ni la radiación solar difusa ni reflejada lo que afecta negativamente en el análisis de generación real de la planta. A continuación, se muestra la Tabla 11 Base de Datos de la fuente NSRDB. Valores medios mensuales de Irradiación, Temperatura y Velocidad del Viento, que serán los datos importados al programa PVSyst.

	Irradiación Global Horizontal	Irradiación Difusa Horizontal	Temperatura	Velocidad Viento
Mes	kWh/m²	kWh/m²	°C	m/s
Enero	91.5	29.7	10.1	1.57
Febrero	107.8	33.5	10.9	1.6
Marzo	145.5	51.8	14.2	1.42
Abril	172.4	60.5	18.1	1.43
Mayo	207.3	69	22.6	1.18
Junio	199	82.5	25.4	1.14
Julio	198.3	82.7	27.5	1.28
Agosto	176.3	76	26.6	1.23
Septiembre	150.4	55.7	24	1.38
Octubre	129.9	39.6	20.6	1.17
Noviembre	100.6	31.5	16.8	1.34
Diciembre	77	28.4	11.3	1.27
Año	1756	640.9	19	1.33

Tabla 11 Base de Datos de la fuente NSRDB. Valores medios mensuales de Irradiación, Temperatura y Velocidad del Viento

Capítulo 5. COMPONENTES DE INSTALACIÓN

FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO

Las instalaciones fotovoltaicas se dividen en dos tipos, las instalaciones aisladas y las conectadas a red. Las instalaciones conectadas a red son las más comunes, permiten abastecerse del sistema eléctrico cuando la planta no produce la energía necesaria. Además, en muchos países existe la posibilidad de verter los excedentes de energía a la red la energía producida por la instalación y percibir una remuneración.

La principal diferencia a nivel de componentes son que las instalaciones conectadas a red no suelen tener sistema de almacenaje, muy necesario en las aisladas, ya que en la mayoría de los casos no compensa económicamente todavía el coste de la energía almacenada frente al precio de la energía de red aunque no se retribuyan por los excedentes.

Los principales equipos de una instalación fotovoltaica conectada a la red sin acumulación son: módulo fotovoltaico, inversor, equipos de protección. En algunos casos donde la tensión de salida del inversor no coincide con la tensión de red se precisa la instalación de un transformador.

5.1 *MÓDULOS FOTOVOLTAICOS*

La conversión de radiación solar electromagnética en energía eléctrica, que tiene lugar gracias a las características químicas de ciertos materiales, que permite lo que conocemos como efecto fotoeléctrico. Este efecto fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel.

Los paneles fotovoltaicos están compuestos por la unión de múltiples celdas fotovoltaicas, denominadas también como dispositivos semiconductores elaborados en su gran mayoría por Silicio que forman las capas estos módulos. Las capas de semiconductores se colocan de tal forma que la capa de la superficie es de Silicio de tipo N y la inferior es de Silicio de tipo P. La radiación solar que anteriormente se ha descrito incide sobre la superficie de estas placas transmitiéndose en su salida como corriente continua gracias al conocido como efectos fotovoltaicos. Las celdas solares captan la energía que transporta un fotón al impactar con un electrón del Silicio, denominado también como electrón de valencia.

El efecto fotovoltaico se inicia en el momento en el que un fotón impacta con un electrón de la última órbita de un átomo de silicio. Éste último electrón se llama electrón de valencia y recibe la energía con la que viajaba el fotón. Tras este fenómeno el electrón deja un espacio libre para que otro lo ocupe. Esta trayectoria de átomos crea lo denominado como corriente

eléctrica. En la siguiente Ilustración 17 Esquema de Modulo Fotovoltaico.(Erenovable.Com, n.d.) se muestra la estructura interna del módulo descrita con anterioridad.

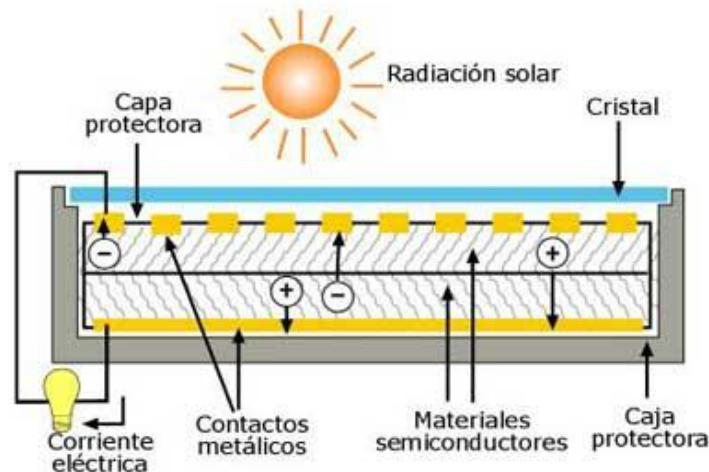


Ilustración 17 Esquema de Modulo Fotovoltaico.(Erenovable.Com, n.d.)

La mayoría de las células solares están constituidas por silicio monocristalino, silicio policristalino o silicio amorfo. Las primeras están formadas por un único cristal de silicio y tienen mayor rendimiento (15-18 %) que las de silicio policristalino (12-14 %). El precio de los paneles de silicio monocristalino se ha ido reduciendo en el último año lo que hace que hoy en día prácticamente todos los nuevos paneles tengan esta tecnología desplazando a las células de silicio policristalino, En lo que respecta al silicio amorfo no presentan buen comportamiento ante agentes externos y su vida útil es significativamente inferior, por lo que actualmente son la mejor opción. Actualmente para mejorar el rendimiento, en instalaciones donde los paneles se montan en estructuras que pueden aprovechar la luz que se refleja en el suelo, se instalan paneles bifaciales.

Además de las capas de semiconductores, los elementos que componen un módulo fotovoltaico son los siguientes:

- Cubierta exterior transparente en vidrio templado de 3 ó 4 mm de espesor.
- Material de relleno interior, hecho a base de vinilo de acetato etileno (EVA), que sirve para recubrir las células fotovoltaicas dentro del módulo, protegiéndolas de la entrada de aire o humedad, y evitando así que se produzca la oxidación del silicio que conforma las células.
- Cubierta posterior realizada normalmente a base de fluoruro de polivinilo (PVF), que ofrece gran resistencia a la radiación ultravioleta, contribuyendo a servir de barrera a la entrada de humedad.

- Marco estructural generalmente en aluminio anodizado que ofrece resistencia mecánica y soporte al conjunto.

La Ilustración 18 Panel Fotovoltaico con Eje Fijo(Swanson & Swanson, 2009) muestra un ejemplo del aspect físico de un modulo fotovoltaico.



Ilustración 18 Panel Fotovoltaico con Eje Fijo(Swanson & Swanson, 2009)

5.2 INVERSORES

El inversor se encarga de convertir la corriente continua, que proviene de los generadores fotovoltaicos, en corriente alterna. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada desde las baterías, la potencia máxima que puede proporcionar y su eficiencia o rendimiento de potencia. Este último se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega para su uso, es decir, su potencia de salida, y la potencia eléctrica que extrae del sistema de los generadores fotovoltaicos, es decir, la potencia de entrada. La eficiencia de estos equipos es cercana al 99%.

Existen fundamentalmente dos tipos de inversores: los inversores string o en cadena y los inversores centrales.

Los primeros son los más instalados en plantas residenciales donde no existen muchas cadenas de series de paneles y en instalaciones de tamaño medio. Se utiliza un inversor por cada cadena por lo que en grandes instalaciones se requiere un número muy elevado de inversores. Tiene alguna ventaja como el mayor control de la producción de cada string, si hay una avería en el inversor se pierde la producción de esa cadena de paneles únicamente

pero el coste es algo mayor y se aumenta el coste el mantenimiento. En la siguiente imagen se muestra en la Ilustración 19 Inversor String Ingeteam de un inversor en concreto, el elegido para el proyecto.



Ilustración 19 Inversor String Ingeteam

En cambio, en el inversor central que se muestra en la Ilustración 20 Inversor Central Ingeteam todos los paneles en serie y paralelo se conectan a este único inversor. Se utiliza en grandes plantas solares, y se producen actualmente hasta potencias unitarias de alrededor a 7 MW de potencia. Tienen varias etapas de regulación por lo que si se avería alguna no se pierde toda la potencia.

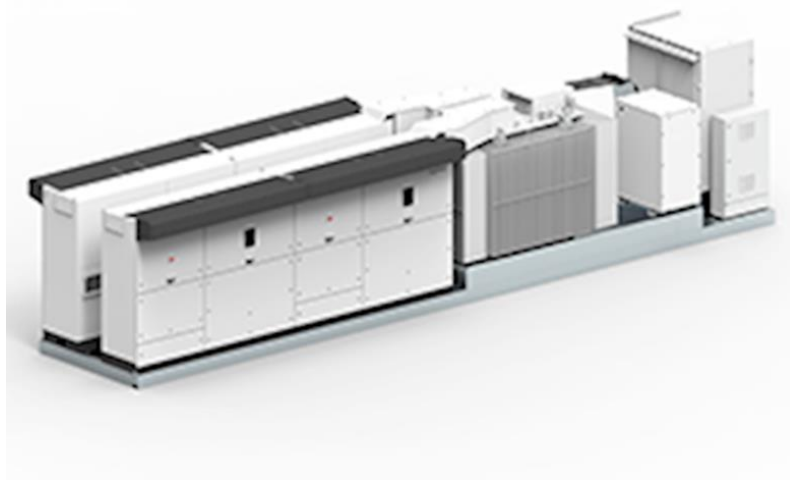


Ilustración 20 Inversor Central Ingeteam

5.3 EQUIPOS DE PROTECCIÓN

La generación de energía eléctrica conlleva una serie de riesgos que pueden afectar a las personas y a la propia instalación. Por un lado, están provistos de elementos que evitan los daños a personas, como la puesta a tierra de los elementos accesibles evitando tensiones transferidas por contactos directos o indirectos y por otro los que protegen a la propia instalación frente a sobrecargas, cortocircuitos y sobretensiones. La Ilustración 21 Diagrama de Protecciones. muestra un ejemplo del diagrama eléctrico del equipo de protecciones.

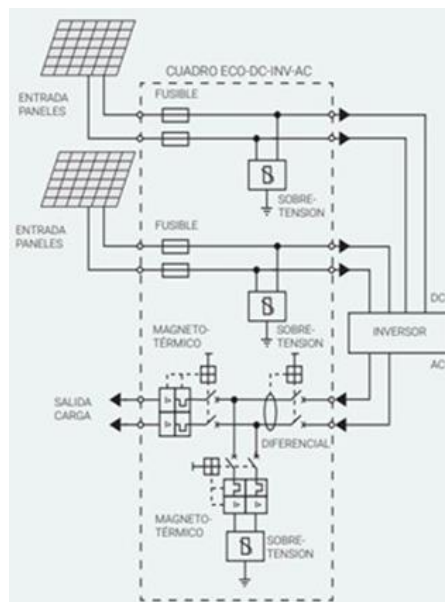


Ilustración 21 Diagrama de Protecciones.

Para el sistema de corriente continua suelen utilizarse seccionadores, descargadores de tensiones inducidas por rayos y fusibles para los circuitos que se conectan en paralelo. Si la conexión es únicamente en serie hasta el inversor string no se precisa protección por fusibles ya que el módulo fotovoltaico no puede generar una corriente superior a su propia corriente de cortocircuito, que lleva su propio fusible interno. La corriente continua al no pasar por cero hace que su corte sea más exigente y es por ello se utilizan mayormente fusibles y no interruptores magnetotérmicos que, aunque existen para corriente continua, son más costosos por este motivo. Se calcula multiplicando el número de strings menos uno, por la corriente de cortocircuito del módulo aumentada un 25%. Para la protección de sobretensiones se utilizan descargadores de sobretensión por cada entrada al inversor en cc, si es que dispone de más de una. En la Ilustración 22 Protección circuitos continua se muestra un cuadro de protecciones de corriente continua.



Ilustración 22 Protección circuitos continua

Para el sistema de corriente alterna se utilizan, además de los elementos para las sobretensiones, interruptores de corriente diferencial y magnetotérmicos. La protección diferencial se utiliza para la protección de la instalación de derivaciones que pueden afectar gravemente a las personas por tensiones inducidas directa o indirectamente. Los interruptores diferenciales protegen a las personas de posibles derivaciones que pueden provocar riesgos para las personas, y también a la instalación, con corrientes y tensiones inducidas directa e indirectamente. Para evitar actuaciones intempestivas de esta protección se utilizan interruptores diferenciales tipo A, normalmente superinmunizados, dado que pueden existir corrientes con componentes continuas en su onda rectificada después del inversor. Los interruptores magnetotérmicos protegen a la instalación de sobrecorrientes y cortocircuitos. (*Protecciones Eléctricas En Instalaciones Fotovoltaicas de Ámbito Residencial e Instalaciones Aisladas.* - Blog de Krannich Solar – Global Solar Distribution (ES), n.d.)

5.4 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Cuando la tensión de la instalación fotovoltaica, tensión de salida de inversor, no coincide con la tensión de la red donde se va a interconectar la planta (como en este proyecto), es necesario adaptarla y para ello se utiliza una máquina eléctrica llamada transformador. En ella permanece constante la potencia, excepto por las pérdidas que se producen en el hierro y cobre de la máquina. Son elementos muy fiables, sin partes móviles, con muy escaso mantenimiento, por lo que habitualmente se utiliza por coste un único transformador para toda la instalación.

El coste de este elemento es bastante lineal con la potencia, una vez determinadas las tensiones de primario y secundario, por lo que para su diseño se elige sumando todas las potencias de salida de los inversores, se aumenta un 10% normalmente y se ajusta a potencias estándar para evitar diseños específicos que aumentan su coste y capacidad de sustitución en el caso de avería fatal. En ocasiones es posible disminuir la potencia nominal de la máquina ya que ésta tiene unos ciclos de calentamiento y enfriamiento distintos a los habituales de

otras instalaciones al ser utilizados únicamente cuando se produce energía y por tanto únicamente durante el día.

Los hay fundamentalmente de dos tipos: secos y en aceite. La diferencia es el dieléctrico en el que van encapsulados los devanados primarios y secundarios, que puede ser al aire, gas o resinas para el caso de los secos, y en aceite en el otro caso. La ventaja fundamental del transformador seco es su muy bajo mantenimiento, prácticamente inexistente, la desventaja es que al tener una capacidad mucho menor de intercambiar el calor que se produce en la transformación solamente están disponibles para tensiones medias (hasta alrededor de 30 kV) y potencias bajas, no más de 10-15 MVA. Otra ventaja del transformador seco es que se reduce el riesgo ambiental al no llevar aceites tan contaminantes como los utilizados en los transformadores en aceite. Las siguientes ilustraciones Ilustración 23 Transformador seco y en aceite ABB muestran los dos tipos de transformadores descrito con anterioridad.



Ilustración 23 Transformador seco y en aceite ABB. (Transformadores y Autotransformadores Trifásicos de 0,5 a 5.000 KVA. Baja Tensión y Secos. - Clarkia - Transformadores - Sistemas de Regulación Flujo Luminoso Doble Nivel de Tensión - Cargadores Baterías Automáticas - Inductancias, n.d.-a)

Capítulo 6. ESTUDIO CONSUMO

En este capítulo se analiza el consumo del edificio de la Universidad de Clemson ubicado en Charleston. Se ha calculado el consumo del diario a partir de los datos proporcionados por la Universidad. Se ha obtenido el consumo en kilovatios por horas del último año 2021 en periodos de una hora, por lo que se asegura un análisis muy exacto. Para obtener el consumo diario, se ha sumado el consumo durante las veinticuatro horas del día obteniendo así el consumo de todos los días del año. Se ha podido observar un consumo bastante constante durante las horas del día ya que se trata de un edificio donde practican ensayos que requieren energía durante todo el día.

En la siguiente Tabla 12 Tabla Consumo Eléctrico Mensual en kWh del Edificio ZGEC de Clemson University se muestra el consumo por mes que tiene el edificio que se va a analizar. El consumo medio mensual es de 90.700 kWh. Al tratarse de un edificio compuesto por máquinas de ensayo y por alumnos que están durante todo el año, los meses con mayor consumo no son los comunes al de una Universidad por ejemplo en España. Este consumo beneficia gratamente al rendimiento de la instalación ya que los meses de mayor generación serán los meses de verano, y al no tener menor consumo no se desaprovechará tanta cantidad de energía como en otros casos.

Mes	Consumo mes (kWh)
Enero	105.346,85
Febrero	94.834,42
Marzo	80.628,04
Abril	70.263,06
Mayo	82.569,24
Junio	98.657,10
Julio	105.736,38
Agosto	107.817,43
Septiembre	98.014,15
Octubre	84.934,38
Noviembre	79.862,50
Diciembre	79.738,77
TOTAL	1.088.402,32

Tabla 12 Tabla Consumo Eléctrico Mensual en kWh del Edificio ZGEC de Clemson University

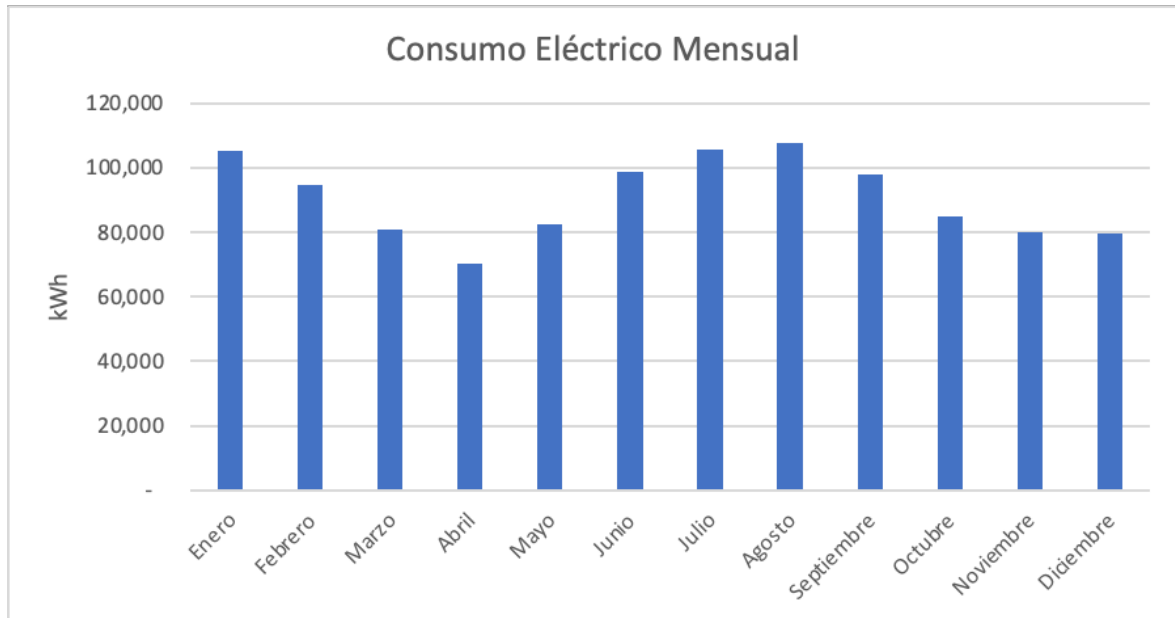


Ilustración 24 Gráfica Consumo Eléctrico Mensual del Edificio ZGEC de Clemson University

Cabe destacar la importancia de analizar el estudio del consumo por horas ya que el como se muestra en Gráfico 13. Consumo por Horas Medio, el consumo durante todo el día es constante lo que beneficiará a la viabilidad del proyecto ya que la energía durante la noche tiene un precio inferior. En la siguiente grafica se muestra el consumo diario medio por horas, que se ha calculado mediante la media de consumo horaria durante un año.

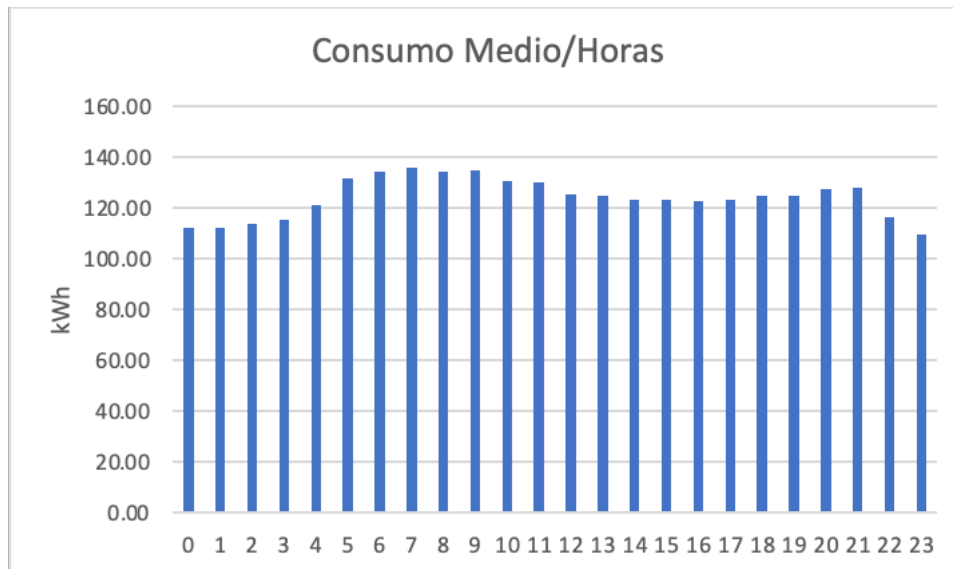


Gráfico 13. Consumo por Horas Medio

Tras a ver obtenido los valores indicados anteriormente, se analizan los distintos las principales consecuencias escenarios a la instalación.

En primer lugar, se ha descartado la opción de instalar una instalación aislada ya que el consumo existe consumo nocturno, es decir, consumo durante periodo del día que no hay radiación solar. La principal causa de este consumo es debido a que las máquinas de ensayos de la Universidad siguen funcionando durante la noche.

Remarcando que las instalaciones aisladas son mayoritariamente consideradas en residencias donde la energía requerida no sea de gran necesidad. En tal caso, la Universidad Clemson University, no se puede exponer ante la situación en el que un proyecto de larga duración no sea abastecido durante las horas necesarias de ensayo. Otra razón por la que existe un consumo durante la noche es debido a que la universidad necesita estar iluminada durante este periodo de tiempo.

Además, respecto al consumo nocturno es económicamente mejor consumir de la red la energía que abastecerse de la energía producida durante las horas de sol. La causa principal es que el precio de la red durante la noche es mucho menor que durante el día, a su vez el acumulado por las baterías es muy elevado ya que las baterías hoy en día tienen un precio muy elevado y un bajo rendimiento.

Respecto a la instalación de acumulación de energía, se descarta la instalación de baterías debido a tres factores principalmente. En primer lugar, debido a que hay un consumo elevado durante los meses de mayor generación, por lo que no se vertería gran cantidad de energía producida por la instalación. Simultáneamente, a diferencia de España la energía producida por la instalación que no se consume es vertida a la red con una retribución del mismo precio al de compra.

Por último, en la Gráfico 14. Consumo Eléctrico Diario de tres días del año 2020 se muestran tres días del año que se han elegido para remarcar la importancia de estar conectados a red.

Son consumos diarios que en el caso del 21 de abril hay un pico fuerte que, en el caso de estar con conectados a una instalación fotovoltaica, no asegura cubrir todo el consumo instantáneo necesario. Se han elegido estos días ya que presentan consumos distintos y a pesar de que en líneas generales el consumo es suficientemente constante es importante destacar las excepciones.

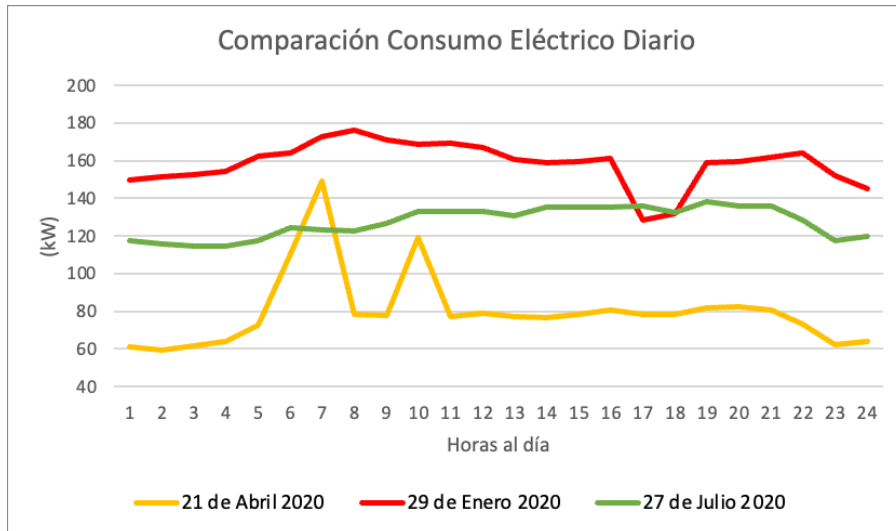


Gráfico 14. Consumo Eléctrico Diario de tres días del año 2020

Capítulo 7. ELECCIÓN DE APARATOS DE LA INSTALACIÓN

En una primera instancia, se procederá a analizar el dimensionamiento de la instalación mediante método analítico. Esto se utilizará para conocer de manera aproximada la dimensión del proyecto. Para el análisis se supondrá el caso de que está conectada a red y con posibilidad de excedentes.

7.1 CONSUMO

Para un cálculo profundo habría que hacer un estudio en el que se tuviese en cuenta los casos más desfavorables en los que la radiación solar es mínima y el consumo es máximo. En esta ocasión se ha decidido conectarse a red, por lo que nunca habrá desabastecimiento energético. Es por ello por lo que para simplificar los cálculos se decidirá suponer 3 casos.

	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Porcentaje del Consumo	100%	75%	50%
Consumo [kWh]	1.088.402	816.301,74	544.201,16

Tabla 13 Consumo que cubren los distintos Escenarios

7.2 ESQUEMA BÁSICO DE LA INSTALACIÓN

En este apartado se van a presentar los elementos esenciales de la instalación fotovoltaica conectada a red sin acumulación,

- Paneles solares: los también denominados módulos fotovoltaicos son los encargados de generar la electricidad a través de la radiación solar.
- Inversores: transforman la energía continua generada por los paneles en corriente alterna.
- Transformador: debido a que la tensión de salida de los inversores no coincide con de la red, es necesario la instalación de un transformador de potencia.

-
- Contador: necesario para controlar los consumos y los vertidos de los excedentes a la red.

En nuestro caso debido a que nuestro consumo es prácticamente uniforme durante todas las horas del año, el intentar producir y almacenar toda la energía necesaria haría sobredimensionar enormemente la instalación haciéndola inviable, es por esto por lo que no dispondrá de equipamiento para almacenamiento y se producirán vertidos a la red de la energía no consumida, y se consumirá de la red la faltante.

- Contador: necesario para controlar los consumos y los vertidos de los excedentes a la red.

7.3 ELECCIÓN PANELES FOTOVOLTAICO

Los paneles elegidos para la instalación fotovoltaica son de la marca JA solar, modelo JAM72-S30-530-MR que tienen potencia nominal de 530 Wp. En la Figura 2 se muestra una imagen del panel solar. Las características de este panel son 2279mm x 1134mm x 35mm. El panel fotovoltaico está compuesto por 6 x 24 células monocristalino. Además, en la Ilustración 25 Modulo Solar JAM72-S30-530-MR se aprecia la relación Potencia-Voltaje de dicho panel.



Ilustración 25 Modulo Solar JAM72-S30-530-MR

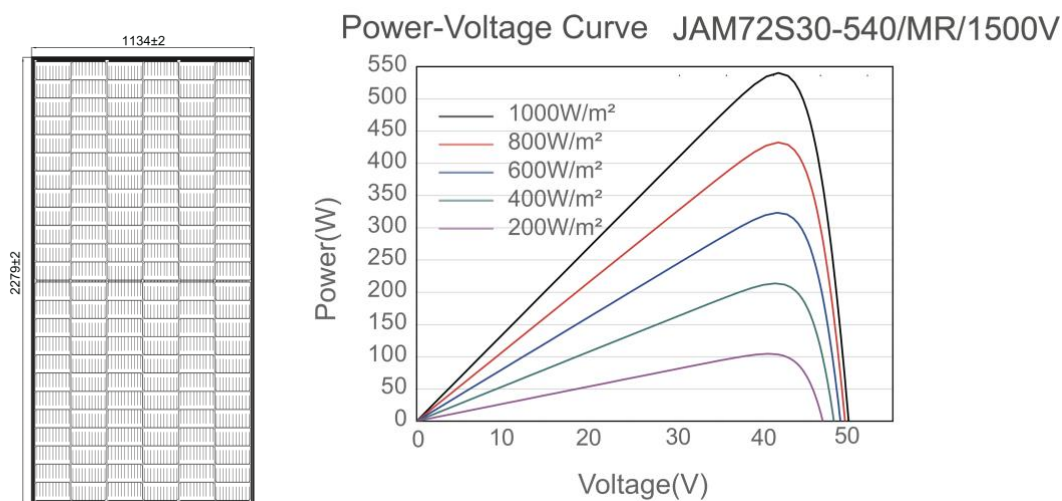


Ilustración 26 Características Técnicas Panel Solar JAM72-S30-530-MR

En la Tabla 14 Datos de Fabricante de Modulo Fotovoltaico JAM72-S30-530-MR se muestran los parámetros principales del módulo escogido proporcionados por el fabricante. Estos parámetros son de gran importancia para el análisis de dimensionamiento de la planta fotovoltaica, ya que determinaran tanto la generación máxima, como los límites de otros componentes.

Parámetro	JAM72-S30-530-MR
Potencia	530 kWp
Tensión Nominal V_{MP}	41,31 V
Tensión Vacío	49,30 V
Corriente Cortocircuito	13,72 A

Tabla 14 Datos de Fabricante de Modulo Fotovoltaico JAM72-S30-530-MR

Existen dos tipos de módulos fotovoltaicos monocristalinos y policristalinos. En diversas ocasiones se realiza el estudio de los dos tipos de paneles monocristalinos y policristalinos, pero teniendo en cuenta que en la venta de los policristalinos en Estados Unidos es escasa se ha decidido descartar esta opción. Esta escasez en la venta de este tipo de paneles es debido a que el rendimiento del módulo monocristalino es notoriamente elevado al del policristalino, y a su vez el precio no varía en gran cantidad. Por esta razón se ha decidido usar módulos exclusivamente monocristalinos.

7.3.1 ELECCIÓN INVERSOR

La elección del inversor ha requerido varios puntos de vista a nivel técnico y económico. A pesar de tratarse de una instalación de autoconsumo debido a que el consumo del edificio es muy elevado y que hay espacio suficiente para la instalación de un gran número de paneles se ha elegido un inversor que, para instalaciones de mediana potencia, disminuyendo el número de inversores a instalar y al tener una tensión de salida más elevada se disminuyen las pérdidas en el sistema colector, aunque sea preciso la instalación de un transformador. La marca de estos inversores elegidos es Ingeteam, modelo Ingecon Sun 160TL, ya que tiene un gran reconocimiento internacional, presente en Estados Unidos y muy fiable, con bajo mantenimiento y alta disponibilidad. La Ilustración 27 Inversor Ingecon Sun 160TL se muestra una imagen inversor elegido.

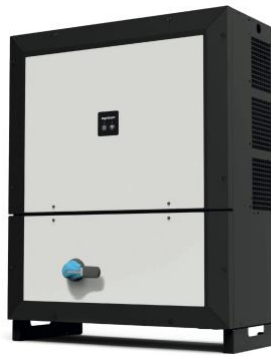


Ilustración 27 Inversor Ingecon Sun 160TL

Se ha descartado la instalación de inversores tipo “string” debido a que sería necesario la instalación de un elevado número de ellos aumentando la necesidad de mantenimiento, coste muy relevante para el proyecto al elegirse que será una instalación desatendida.

La principal consecuencia que tiene el uso de este tipo de inversores es que la salida hay una tensión mayor a la de la de red.

Consecuentemente, la instalación va a requerir de otro aparato denominado transformador. El transformador adaptará la tensión necesaria de red.

Cabe destacar, que en el caso de haber elegido inversores para pequeñas instalaciones se hubiese tenido que descartar la instalación de inversores de la marca Huawei, ya que no están

legalmente aprobados en Estados Unidos, por lo que no se podrían instalar en el emplazamiento que se está analizando.

7.3.2 ELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Debido a que la tensión de salida de los inversores no coincide con la tensión de consumo de nuestro edificio, se hace necesario la instalación de un transformador de potencia para la conexión de nuestra instalación a la red.

Tipo transformador	Trifásico
Tensión Primaria	690/650/480 V en función del escenario que se elija
Tensión Secundaria	220/115 V
Potencia	1.000/750/500 kVA en función del escenario que se elija
Frecuencia	60 Hz
Tipo de Conexión	Dy5

Se ha incrementado la potencia un 10% para poder también transformar la energía reactiva necesaria para el funcionamiento y posteriormente elegida la potencia superior estándar para no incrementar el precio de la máquina con un diseño ad-doc.

Se elije un tipo de conexión en triángulo en el lado primario y estrella en el secundario para aislar a la instalación de la red.

Se elije al fabricante CLARKIA ya que indica que se puede fabricar con las tensiones de entrada/salida que se quiera por si en el momento de su encargo hubiera que adaptarlo, el transformador elegido se muestra a continuación en la Ilustración 28 Transformador Trifásico Clarkia(*Transformadores y Autotransformadores Trifásicos de 0,5 a 5.000 KVA. Baja Tensión y Secos. - Clarkia - Transformadores - Sistemas de Regulación Flujo Luminoso Doble Nivel de Tensión - Cargadores Baterías Automáticas - Inductancias, n.d.-b*)



Ilustración 28 Transformador Trifásico Clarkia(*Transformadores y Autotransformadores Trifásicos de 0,5 a 5.000 KVA. Baja Tensión y Secos. - Clarkia - Transformadores - Sistemas de Regulación Flujo Luminoso Doble Nivel de Tensión - Cargadores Baterías Automaticas - Inductancias, n.d.-b)*

Capítulo 8. ORIENTACIÓN MÓDULOS

El análisis de la posición de estos módulos está sujeta por distintas condiciones del estacionamiento y localización. Estas condiciones van a determinar indirectamente en los parámetros con los que se posicionan los paneles. Esto es debido a que la inclinación vendrá determinada por la estructura en los que se van a montar. De todas formas, se va a calcular el ángulo óptimo de la inclinación de los paneles para poder compararlo con el que tendrá el emplazamiento finalmente.

La inclinación se denomina con la letra griega β , y es el ángulo entre el plano del módulo solar con el plano horizontal. Por otro lado, el grado azimuth denominado con la letra griega α , es el ángulo entre la dirección sureste y la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo. A continuación en el Ilustración 29 Representación Angulo Azimut & Tilt. (Coordenadas y Carta Solar - HelioEsfera, n.d.) se muestra de manera visual.

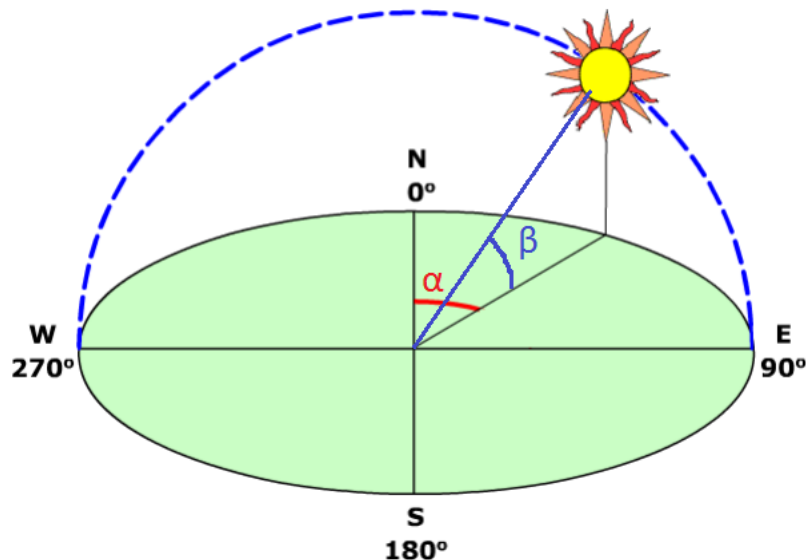


Ilustración 29 Representación Angulo Azimut & Tilt. (Coordenadas y Carta Solar - HelioEsfera, n.d.)

8.1 AZIMUT

La instalación va a estar localizada en la explanada en frente del edificio a estudiar por lo que para una mayor capacidad de paneles fotovoltaicos se va a elegir el ángulo α de este que es -40 grados.

8.2 INCLINACIÓN

El estudio del análisis de optimización del Angulo Tilt que genere más potencia de manera más optima, es decir el cálculo de la β puede ser obtenido mediante dos criterios independientes.

8.2.1 CRITERIO DE MES CRITICO

En primer lugar, el criterio de mes critico se trata de tras haber obtenido la irradiación para distintas inclinaciones, se obtenga la potencia pico mínima del máximo mes para cada inclinación. A continuación, se va a explicar de manera más detallada.

En la Tabla 15. Radiación Global Mensual. Fuente: NSRD se muestra los valores de irradiación global para las distintas inclinaciones mensualmente.

Radiación Global Mensual (kWh/m2)							
Mes	0°	20°	30°	40°	50°	60°	90°
Enero	83,1	102,4	108,6	112,3	113,3	111,5	91,2
Febrero	88,7	101,9	105,2	106,2	104,8	101,1	77,6
Marzo	133,5	142,2	142,0	138,9	133,0	124,4	86,4
Abril	201,8	198,6	190,4	178,2	162,8	145,2	86,3
Mayo	172,3	167,7	160,3	149,6	136,2	120,5	71,4
Junio	206,2	201,2	192,0	178,5	161,3	142,0	81,9
Julio	161,5	159,4	153,3	144,1	132,3	118,5	71,7
Agosto	129,3	132,9	130,6	125,8	118,9	109,7	73,5
Septiembre	123,8	137,0	139,1	138,4	134,8	128,2	93,8
Octubre	93,3	111,6	117,1	119,9	119,9	117,0	92,5
Noviembre	93,3	111,6	117,1	119,9	119,9	117,0	92,5
Diciembre	85,9	108,9	116,7	121,5	123,3	122,0	100,2
Total	1.572,6	1.675,4	1.672,2	1.633,2	1.560,5	1.457,1	1.019,2

Tabla 15. Radiación Global Mensual. Fuente: NSRD

A continuación, se muestra la potencia pico referente al consumo medio diario de 2.981,92 kWh/día. Se obtiene este valor mediante la división de la radiación solar global con el consumo medio diario indicado con anterioridad.

Mes	Lmd/Gd (kWp)						
	0°	20°	30°	40°	50°	60°	90°
Ene	35,9	29,1	27,5	26,6	26,3	26,7	32,7
Feb	33,6	29,3	28,3	28,1	28,4	29,5	38,4
Marz	22,3	21,0	21,0	21,5	22,4	24,0	34,5
Abr	14,8	15,0	15,7	16,7	18,3	20,5	34,5
May	17,3	17,8	18,6	19,9	21,9	24,7	41,8
Jun	14,5	14,8	15,5	16,7	18,5	21,0	36,4
Jul	18,5	18,7	19,4	20,7	22,5	25,2	41,6
Agosto	23,1	22,4	22,8	23,7	25,1	27,2	40,6
Sept	24,1	21,8	21,4	21,6	22,1	23,3	31,8
Oct	32,0	26,7	25,5	24,9	24,9	25,5	32,2
Nov	32,0	26,7	25,5	24,9	24,9	25,5	32,2
Dic	34,7	27,4	25,6	24,5	24,2	24,4	29,7
Total	302,7	270,7	266,8	269,7	279,6	297,5	426,5

Tabla 16 Potencia Pico Mensual

Por último, se obtiene el máximo valor por cada grado Tilt, obteniendo sum es correspondiente al este. La principal razón por la que se escoge este valor es porque será la mayor potencia que se requiere para cubrir el consume.

Tilt(°)	0°	20°	30°	40°	50°	60°	90°
Febrero	35,9	29,3	28,3	28,1	28,4	29,5	41,8

Tabla 17. Máximo Valor de Potencia Pico Mensual

El grado que se obtiene mediante este método es 40°, ya que en el mes de febrero se necesitan alrededor de unos 28,1 kWp para cubrir este consumo necesario.

8.2.2 CRITERIO DE MÁXIMA CAPTACIÓN DE ENERGÍA ANUAL

A continuación, se estudia el siguiente criterio de obtención de ángulo Tilt. El principal objetivo de este segundo criterio es la optimización entre dos factores que son consumo y el promedio de irradiaciones mensuales.

Radiación Global Promedio Mensual (kWh/m ² día)							
Tilt(°)	0°	20°	30°	40°	50°	60°	90°
	131,0	139,6	139,3	136,1	130,0	121,4	84,9

Tabla 18. Radiación Global Mensual (kWh/m² día)

Tras analizar la siguiente table que consta de la radiación solar media con el consume medio, se obtiene que el mínimo valor que llega a cubrir los datos sería una inclinación de veinte grados.

Potencia Pico (Wp) en función del ángulo Tilt							
Tilt(°)	0°	20°	30°	40°	50°	60°	90°
Wp	22,75	21,36	21,40	21,91	22,93	24,56	35,11

Tabla 19. Potencia Pico (Wp) en función del ángulo Tilt

Finalmente se elegirá un ángulo Tilt de 20 grados, ya que se acerca mucho al óptimo en los dos criterios, y el soporte que requiere este emplazamiento es de marquesinas de aparcamiento. Estas marquesinas no se construyen con ángulos mayores a veinte grados, por lo que los cuarenta grados estarían descartados. Además, otro factor importante para tener en cuenta es que la producción no varíe en gran cantidad durante todo el año. En el siguiente gráfico se puede observar la radiación solar anual para los distintos ángulos de inclinación.

8.3 DIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO DE PANELES

Se va a estudiar el dimensionamiento del campo de los módulos necesarios para cada escenario. Es esencial para poder calcular el número de paneles y su colocación la tensión y potencia, máxima y mínima de funcionamiento del inversor. Consecuentemente, se obtendrán tensiones y potencias distintas en las tres distintas instalaciones. Para el análisis del dimensionamiento se va a suponer que los inversores funcionan a tensión nominal.

	Valores
Corriente Máxima	168A
Tensión Máxima	1.500V
Corriente Corto Circuito	250A
MPPT	1
Potencia Máxima	233,5kWp

Tabla 20 Parámetros Fabricante del Inversor Ingecon Sun 160TL

En primer lugar, teniendo en cuenta que los aparatos tienen un máximo y mínimo de condiciones de funcionamiento. Por lo que para no sobrepasar ninguno de los límites, para el análisis del dimensionamiento se tendrán en cuenta lo siguiente,

$$N_S = \frac{V_{inv}}{V_{MP}}$$

$$N_T = \frac{P_{NOMINAL\ INVERSOR} * 1,1}{P_{MP}}$$

$$N_T = N_S * N_P$$

Siendo

- N_S = Número de Paneles Máximo en Rama (Serie)
- N_P = Número Ramas
- N_T = Número de Totales

Tras el primer análisis se ha comprobado que se necesitan más de un inversor para la instalación, ya que el número de paneles necesarios para cubrir el consumo es muy elevado y sobre pasa el límite de potencia y tensión. Los inversores analizados para toda la potencia en un solo dispositivo obligarían a utilizar tensiones más elevadas aumentando el coste de la instalación innecesariamente, además de aumentar la posibilidad de perder la instalación completa en caso de avería del único inversor. Por lo que seguirán una conexión como la mostrada en la Ilustración 30 Esquema de Inversores. (Enphase Vs. SolarEdge - The Changing Module Level Power Electronics Landscape (NASDAQ:SEDG) | Seeking Alpha, n.d.).

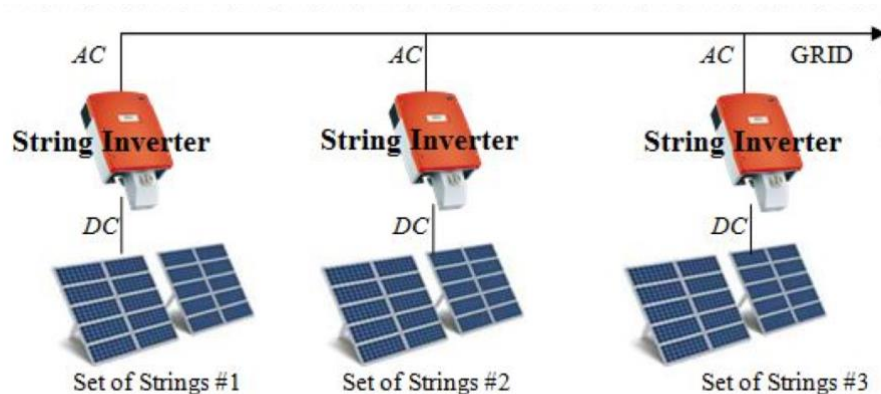


Ilustración 30 Esquema de Inversores. (Enphase Vs. SolarEdge - The Changing Module Level Power Electronics Landscape (NASDAQ:SEDG) | Seeking Alpha, n.d.)

Debido a que el aparato con mayor precio suele ser el inversor, para el dimensionamiento se va a adaptar el número de inversores para alcanzar las tres potencias necesarias.

Tras los cálculos introduciendo los siguientes valores se obtienen los siguientes resultados para cada Inversor.

En primer lugar, sabiendo que la tensión de salida en vacío del panel es de 49.3 V, y que la tensión máxima del inversor es de 1500 V, el número máximo de paneles en serie es de 30.42596. Para el cálculo del número máximo de ramas en paralelo se calcula la corriente máxima del inversor dividido entre la corriente de cortocircuito por cada panel. Por lo que el número máximo de ramas en paralelo será igual a 12.24489. Consecuentemente en cada inversor hay un número máximo de módulos de 372.5628. Un resumen de los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 25 Resultados Número de Inversores por escenario

<i>Número de Paneles Límite</i>	
N_{SERIE}	30
N_{PARALELO}	12
N_{TOTAL}	372

Tabla 21 Número de Paneles Límite

Para el cálculo del número de inversores necesarios se va a calcular cual es la potencia pico necesario. Teniendo en cuenta que las horas de radiación son 1513 horas, las denominadas también como horas de producción. El consumo es de 924.717,65 kWh, por lo que con esta información se calcula la potencia pico de la siguiente manera. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 22 Resultados Calculo Potencia Pico Planta para el consumo del 100%

$$Potencia\ Pico\ (kWp) = \frac{Consumo\ Anual\ (kWh) * 1,1}{Horas\ Radiación\ (horas)}$$

<i>Parámetros</i>	<i>Valores</i>
Consumo (kWh)	1.088.402,32
Horas de Radiación (hrs)	1.513
Potencia (kWp)	791,30

Tabla 22 Resultados Calculo Potencia Pico Planta para el consumo del 100%

En Tabla 23 Potencia Pico de la Planta para cada escenario se muestran los valores de potencia pico cálculos. Se calcula la potencia pico para cubrir el consumo en los distintos escenarios de instalación.

	<i>Potencia Pico (kWp)</i>
Escenario 1 (100%)	791,30
Escenario 2 (75%)	593,47
Escenario 3 (50%)	395,65

Tabla 23 Potencia Pico de la Planta para cada escenario

Sabiendo la potencia pico necesaria por escenario, se calcula el número necesario de ramas para necesario para obtener determinada potencia. En la siguiente tabla se muestra el número de paneles en serie y paralelos calculados.

	<i>Escenario 1</i>	<i>Escenario 2</i>	<i>Escenario 3</i>
Número serie	30	30	30
Paneles Paralelo	49	37	24
Número Totales	1.470	1.110	720

Tabla 24 Resultados Dimensionamiento Analítico

El número de inversores va determinado con la intensidad de cortocircuito máxima admisible en el aparato según su fabricante. Sabiendo que el número máximo de paneles en paralelo por inversor son doce, y el número de ramas necesarios se obtiene como mínimo el número de inversores. Este número será siempre mayor al obtenido, ya que no es recomendable sobrecargar el inversor, ya que su rendimiento disminuye y tendrá un periodo de vida menor.

	<i>Número Inversor Mínimo</i>	<i>Número Final</i>
Escenario 1 (100% Cons.)	4,06	5
Escenario 2 (75% Cons.)	3,05	4
Escenario 3 (50% Cons.)	2,03	3

Tabla 25 Resultados Número de Inversores por escenario

Estos datos se utilizan en el dimensionamiento de la instalación mediante el programa PVSyst.

Capítulo 9. ESTIMACIÓN PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

La estimación de producción energética anual viene determinada por la siguiente fórmula:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{MP} \cdot PR}{G_{CEM}}$$

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ – Radiación media anual a 30° de inclinación y 0° de azimut [kWh/m²]
- P_{MP} – Potencia pico [kWp]
- PR – Performance Ratio - Rendimiento de la instalación [%]
- G_{CEM} – Radiación media en condiciones estándar [1 kWh/m²]

Para poder determinar el rendimiento de la instalación previamente se deben describir los siguientes parámetros.

9.1 PERFORMANCE RATIO

9.1.1 PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

Los módulos fotovoltaicos están diseñados para trabajar a una temperatura de aproximadamente 25°C. Esta situación no va a suceder durante todo el año, por lo que se deberá suponer una temperatura media de trabajo para la cual poder aplicarle un factor de corrección. Esta temperatura vendrá determinada por la siguiente ecuación:

$$T_c = T_A + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * E$$

Donde,

- T_{ONC} 45 °C: Temperatura de nominal de operación del modulo
- E : Radiación solar en W/m²
- T_{AMB} : Temperatura ambiente

Tras haber calculado la temperatura de la celda media se obtendrá las perdidas asociadas a esta temperatura mediante la siguiente ecuación:

$$Pérdidas = 1 - \delta (T_{CELL} - T_{CELL}^*)$$

- δ es la pérdida por temperatura fijada por el fabricante, que en este caso es 0,37%/°C.

- T_{CELL} Temperatura de la celda
- T_{CELL}^* 25 °C: Temperatura fijada para cálculo de pérdidas.

9.1.2 PERDIDAS INVERSOR (1%)

Las pérdidas que el fabricante indica para el inversor son de 1%.

9.1.3 PÉRDIDAS DE DESAJUSTE DEL MÓDULO (2%)

A la hora de colocar los módulos fotovoltaicos se dimensionan en series de strings. Al conectarse paneles en serie, esto significa que funcionaran todos a la misma intensidad, la mínima. Es por ello por lo que se asume una intensidad mínima que provocará un 2% de pérdidas.

9.1.4 PÉRDIDAS POR SOMBREADO

La causa de estas pérdidas son las sombras que se proyectan sobre los paneles. En este caso como se van a construir marquesinas con un grado de inclinación ya estipulado los módulos no tendrán ninguna sombra. Además, el edificio más cercano se encuentra a 22 metros y tiene una altura de 17 metros por lo que no habrá pérdidas por sombras.

En el caso de instalar módulos en una superficie plana por lo que se necesitaría una instalación de ángulo, la distancia entre los módulos se calcularía de la siguiente manera.

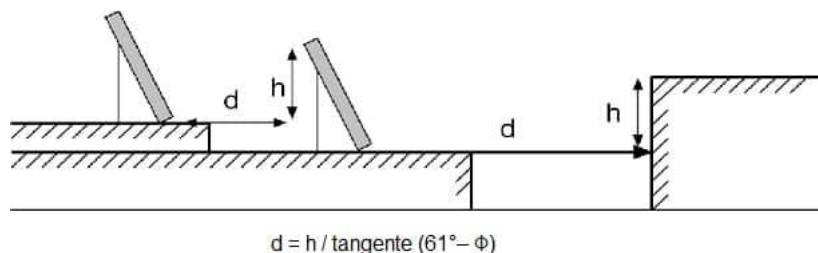


Ilustración 31 Distancia entre módulos para evitar sombras

9.1.5 PÉRDIDAS POR LID (1%)

Las pérdidas por LID son debidas a una reacción química interna en la que las burbujas de oxígeno atrapadas en el interior de los paneles oxigenan los materiales semiconductores y los degradan considerablemente. Esto sucede solo una vez, al empezar a usarlo, pero como hoy en día la tecnología ha avanzado tanto se considera únicamente de un 1%.

9.1.6 PÉRDIDAS POR SUCIEDAD (2%)

Los paneles solares al estar montados encima de una estructura de aparcamiento tienen una accesibilidad reducida, complicando su limpieza, es por ello por lo que se debe de considerar

un pequeño porcentaje de pérdidas debido a la suciedad. Está estandarizado un 2% de pérdidas debido a esto. Se considerará a su vez que son limpiados una vez al año.

9.1.7 PÉRDIDAS DE ORIENTACIÓN (5%)

Las pérdidas relacionadas con la orientación son debidas a que se ha usado una estructura fija, por lo que la posición óptima a la que se ha dimensionado es con respecto a todo el año. Mientras que la posición óptima instantánea sería posible mediante un seguidor. Además, estas pérdidas están vinculadas a la incorrecta posición del módulo, por lo que consecuentemente la generación del panel sea inferior a la máxima posible. Se ha calculado estas pérdidas en función de la posición de los paneles, inclinación del panel y del ángulo de azimut, mediante la Ilustración 32 Perdidas Máximas por Orientación Panel Solar (Pérdidas Por Inclinación y Orientación - Eficiencia Energética, n.d.)

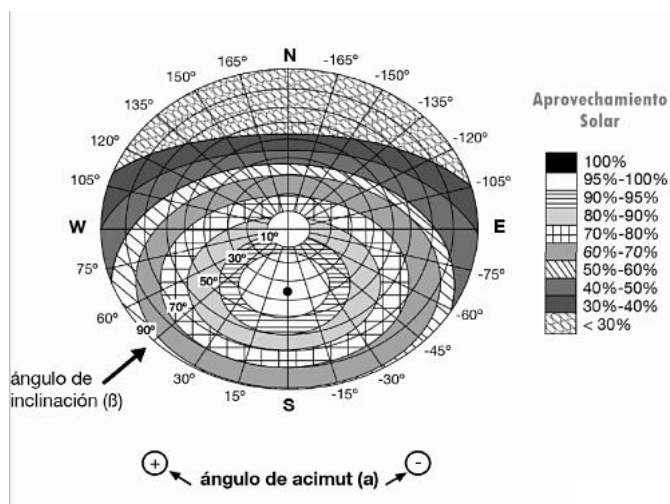


Ilustración 32 Perdidas Máximas por Orientación Panel Solar (Pérdidas Por Inclinación y Orientación - Eficiencia Energética, n.d.)

Es por esto por lo que para un ángulo de azimut de 0° y una inclinación de 20° , se le atribuye unas pérdidas del orden del 5% de media anual.

A continuación, se calcula el rendimiento total de la planta mediante el producto de todos los rendimientos explicado anteriormente. En la siguiente tabla X se muestran rendimiento mensual de la planta tras el análisis de pérdidas individualmente.

Mes	Temp.	Orient.	Sombras	LID	Suciedad	Mismatch	Inver.	PR
Enero	0,986	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,877
Febrero	0,983	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,879
Marzo	0,968	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,866
Abril	0,953	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,852

Mayo	0,937	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,838
Junio	0,926	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,828
Julio	0,916	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,819
Agosto	0,923	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,825
Septiembre	0,934	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,835
Octubre	0,945	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,845
Noviembre	0,961	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,859
Diciembre	0,971	0,95	1	0,99	0,98	0,98	0,99	0,869

Tabla 26 Rendimientos Instalación PR

Tras obtener tener los resultados del redimiendo mensual, se calcula la potencia que genera mensualmente. En primer lugar, se ha calcula la energía generada de la instalación del 100% del consumo, sabiendo que la potencia pico de la instalación es de 791,30 kWp.

Mes	PR		
		kWh/m ²	kWh
Enero	0,877	104,8	72.731,1858
Febrero	0,879	109,3	76.013,1642
Marzo	0,866	150,2	10.2911,804
Abril	0,852	167,6	113.025,827
Mayo	0,838	192,7	127.783,318
Junio	0,828	177,9	116.506,632
Julio	0,819	185,2	120.021,869
Agosto	0,825	173	112.998,686
Septiembre	0,835	145,1	95.857,8868
Octubre	0,845	143,6	96.043,7022
Noviembre	0,859	112,9	76.752,1469
Diciembre	0,869	93,9	64.543,5139
Año	0,8493	1.756,2	1.175.189,74

Tabla 27 Estimación Energía Producida de Instalación del 100% del Consumo

En segundo lugar, se ha calcula la energía generada de la instalación del 75% del consumo, sabiendo que la potencia pico de la instalación es de 593,47 kWp.

Mes	PR		
		kWh/m ²	kWh
Enero	0,877	104,8	54.548,39
Febrero	0,879	109,3	57.009,87
Marzo	0,866	150,2	77.183,85
Abril	0,852	167,6	84.769,37
Mayo	0,838	192,7	95.837,49
Junio	0,828	177,9	87.379,97
Julio	0,819	185,2	90.016,40
Agosto	0,825	173	84.749,01
Septiembre	0,835	145,1	71.893,42
Octubre	0,845	143,6	72.032,78
Noviembre	0,859	112,9	57.564,11
Diciembre	0,869	93,9	48.407,64
Año	0.8493	1.756,20	881.392,30

Tabla 28. Estimación Energía Producida de Instalación del 75% del Consumo

En tercer lugar, se ha calculado la energía generada de la instalación del 50% del consumo, sabiendo que la potencia pico de la instalación es de 395.651 kWp.

Tras el cálculo de la generación de energía se analiza el balance energético para los distintos escenarios de instalación. Se hará un análisis de la energía importada de la red y exportada a la red. La energía importada de la red es la energía que falta para cubrir el consumo mensual, es decir la diferencia entre la generación mensual con el consumo eléctrico mensual. La energía exportada a la red será la energía que se vierta por excedentes, es decir, los meses donde la energía producida sea mayor a la consumida. Este balance no es muy preciso ya que como anteriormente se ha comentado el consumo diario de la Universidad es muy constante, en cambio la generación varía en grandes cantidades ya que se alimenta de la luz solar.

En la siguiente Tabla 29. Balance Energético Anual se muestra el balance energético anual de la instalación en sus tres escenarios del 100% del consumo.

	GENERACION	VERTIDOS	CONSUMO FV	CONSUMO RED
	MWh			
ESCENARIO	-	-	-	1.089
ESCENARIO 1	1.157	740	417	671
ESCENARIO 2	881	483	398	691
ESCENARIO 3	566	213	353	735

Tabla 29. Balance Energético Anual

Finalmente, tras obtener estas tablas se puede concluir que efectivamente a pesar de que se ha diseñado la instalación para cubrir un 100% del consumo debido a que el consumo no es contante mensual ni diaria ni horariamente, es decir, no coincide la generación con el consumo instantáneo. Por lo que se concluye la imposibilidad de cubrir el consumo instantáneo de un 100% mediante una planta fotovoltaica. Existen dos razones principales la primera es la incertidumbre de la fuente de energía de la planta que en este caso es la radiación solar. La segunda sería la existencia de picos de consumos que ni si quiera sistemas de acumulación aseguran cubrirlos.

En el siguiente capítulo 10 se va a analizar los mismos escenarios, pero utilizando el programa PVSyst, ya que tendrá una mayor exactitud.

Capítulo 10. DIMENSIONAMIENTO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON PROGRAMA PVSYST

Una vez analizado los parámetros fundamentales en una instalación fotovoltaica, se usará el programa PVsyst para poder detallar el estudio de la producción de energía producida por la planta.

Tras analizar los informes generados por PVsyst se determinará cual es el más rentable económica y socialmente. Los tres escenarios ya comentados en los anteriores capítulos son la generación del 100%, 75% y 50% del consumo. El programa requiere de un estudio previo para más tarde introducir los parámetros calculados, el estudio es el analizado en el capítulo 8 Orientación módulos Además, en la siguiente Tabla 30 Datos Meteorológicos y de Radiación de la fuente NSRDB se muestran los datos de radiación que se han importado de la fuente de NSRDB.

	Iradiación Global	Iradiación Difusa	Temperatura	Velocidad Viento
Mes	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	m/s
Enero	91,5	29,7	10,1	1,57
Febrero	107,8	33,5	10,9	1,6
Marzo	145,5	51,8	14,2	1,42
Abril	172,4	60,5	18,1	1,43
Mayo	207,3	69	22,6	1,18
Junio	199	82,5	25,4	1,14
Julio	198,3	82,7	27,5	1,28
Agosto	176,3	76	26,6	1,23
Septiembre	150,4	55,7	24	1,38
Octubre	129,9	39,6	20,6	1,17

Noviembre	100,6	31,5	16,8	1,34
Diciembre	77	28,4	11,3	1,27
Año	1,756	640,9	19	1,33

Tabla 30 Datos Meteorológicos y de Radiación de la fuente NSRDB

Los parámetros necesarios introducidos en el programa de PVSyst son los siguientes.

<i>Tipo de Instalación</i>	<i>Conectada a Red</i>
Coordenadas Geográficas	Lat=32°51'17", Long=-79°57'32', Alt=4m
Azimut	20°
Tilt	-40°
Tipo Panel Solar	Monocrystalino
Emplazamiento	Pérdidas
Panel Solar	JA solar JAM72-S30-530-MR
Inversor	Ingeteam Ingecon Sun 160TL
Consumos	Horarios
Diseño Emplazamiento	Aparcamiento

Tabla 31 Características Principales Introducidas PVSyst

Además tras el análisis previo en el Capítulo 9, se introducen estos parámetros para la configuración de los escenarios.

<i>Generación</i>	<i>100%</i>	<i>75%</i>	<i>50%</i>
N. de Paneles	1.470	1.100	720
Paneles Serie	30	30	30
Paneles Paralelo	49	37	24
N. Inversores	5	4	3
Voltaje	690 V	650 V	480 V

Tabla 32 Valores Introducidos al programa PVSyst

También se han configurado las pérdidas del sistema mediante el análisis previo en el capítulo 9. A continuación se detallan los resultados obtenidos en el programa.

10.1 RESULTADOS

A continuación, en la Tabla 33 Resultados Planta PVSystse muestran las siguientes tablas los resultados obtenidos sobre las características generales de las tres simulaciones.

Generación	100%	75%	50%
Potencia Pico	779 kWp	588 kWp	382 kWp
Module Area	3.799 m ²	2.869 m ²	1.861 m ²

Tabla 33 Resultados Planta PVSyst

El programa además de dar resultados de dimensionamiento de la instalación genera un informe con las características y el funcionamiento de las instalaciones. A continuación, se presenta el balance energético para cada uno de los tres escenarios. El balance energético es mensual, en las tres instalaciones el consumo es el mismo ya que abastece al mismo consumo, en cambio debido a que las potencias de instalación son de distintas la energía vertida a la red y al consumo varía.

En la primera instalación que esta dimensionada para producir un 100% del consumo, realmente según el informe obtenido de la simulación la instalación consume de la planta fotovoltaica un 38,32% del consumo total. Por lo que un 61,67% se sigue consumiendo de la red. Este porcentaje es similar al conseguido en los otros dos escenarios, un 36,54% para la instalación del 75% y un 32,46% para la instalación del 50%. La principal causa de este no tan elevado porcentaje es que realmente se debería instalar una planta fotovoltaica de gran potencia para poder conseguir que el consumo sea 100% de la instalación.

Cabe destacar el porcentaje de potencia consumida respecto a la generada total. El primer escenario de instalación consume un 34,6% de toda energía que genera, el segundo un 43,7%, y el tercero un 59,8%. Estos porcentajes son bastante aproximados ya que es un consumo y generación media, más adelante se estudia un consumo horario donde se analiza de manera más detallada este balance. En la siguiente Tabla 34. Porcentaje de Potencia consumido de la Instalación Fotovoltaica Respecto al Consumo Total y Generación Total de la Instalación Fotovoltaica se muestra lo explicado con anterioridad.

Porcentaje de Energía Consumida de la Instalación			
Escenarios	100%	75%	50%
Respecto al Consumo Total	38,3%	36,5%	32,5%
Respecto a la Generación Total	34,6%	43,7%	59,8%

Tabla 34. Porcentaje de Potencia consumido de la Instalación Fotovoltaica Respecto al Consumo Total y Generación Total de la Instalación Fotovoltaica

En la siguiente tabla se detallan los valores lo generado por el programa PVSyst comentado con anterioridad. Se comprueba que como las tres instalaciones se estudian en la misma localización las tres primeras columnas son los mismos datos.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	89.4	28.68	8.85	114.1	104.8	71.3	105.4	29.27	40.74	76.15
February	99.1	33.05	9.64	117.9	109.3	76.1	94.9	30.65	44.09	64.22
March	144.2	50.95	13.57	159.1	150.2	105.8	80.8	31.26	72.75	49.49
April	171.9	62.87	17.69	177.3	167.6	117.8	70.2	31.50	84.32	38.70
May	207.0	69.31	21.99	203.4	192.7	132.7	82.5	37.17	84.20	45.38
June	194.8	83.93	25.13	188.2	177.9	122.9	98.7	43.49	67.94	55.26
July	198.0	84.61	27.74	195.5	185.2	126.0	105.8	49.03	74.92	56.75
August	179.7	69.41	25.79	183.0	173.0	118.6	107.8	43.13	63.79	64.69
September	143.2	56.21	22.94	154.4	145.1	100.1	97.9	39.47	58.94	58.47
October	131.6	39.75	19.81	153.4	143.6	96.5	84.8	31.75	63.08	53.09
November	97.6	32.15	15.61	123.6	112.9	75.2	79.8	27.71	46.26	52.08
December	78.9	25.99	12.73	103.4	93.9	62.6	79.8	22.71	38.75	57.05
Year	1735.4	636.91	18.51	1873.2	1756.3	1205.7	1088.5	417.16	739.79	671.34

Tabla 35 Balance Energético Instalación 100% Consumo

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	89.4	28.68	8.85	114.1	104.8	53.8	105.4	26.61	26.25	78.81
February	99.1	33.05	9.64	117.9	109.3	57.5	94.9	24.30	21.89	70.58
March	144.2	50.95	13.57	159.1	150.2	79.9	80.8	27.02	47.49	53.74
April	171.9	62.87	17.69	177.3	167.6	89.0	70.2	30.39	57.07	39.82
May	207.0	69.31	21.99	203.4	192.7	100.2	82.5	38.69	59.86	43.86
June	194.8	83.93	25.13	188.2	177.9	92.8	98.7	45.41	45.85	53.34
July	198.0	84.61	27.74	195.5	185.2	95.1	105.8	46.84	46.77	58.94
August	179.7	69.41	25.79	183.0	173.0	89.6	107.8	44.56	43.53	63.27
September	143.2	56.21	22.94	154.4	145.1	75.6	97.9	37.12	37.20	60.83
October	131.6	39.75	19.81	153.4	143.6	72.9	84.8	30.07	41.54	54.77
November	97.6	32.15	15.61	123.6	112.9	56.8	79.8	25.88	29.98	53.91
December	78.9	25.99	12.73	103.4	93.9	47.3	79.8	20.92	25.49	58.84
Year	1735.4	636.91	18.51	1873.2	1756.3	910.4	1088.5	397.79	482.92	690.72

Tabla 36 Balance Energético Instalación 75% Consumo

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
January	89.4	28.68	8.85	114.1	104.8	34.95	105.4	22.75	11.62	82.67
February	99.1	33.05	9.64	117.9	109.3	37.32	94.9	22.20	11.09	72.67
March	144.2	50.95	13.57	159.1	150.2	51.44	80.8	23.76	20.70	57.00
April	171.9	62.87	17.69	177.3	167.6	57.63	70.2	28.19	28.51	42.02
May	207.0	69.31	21.99	203.4	192.7	65.08	82.5	35.63	28.40	46.91
June	194.8	83.93	25.13	188.2	177.9	60.27	98.7	37.16	17.00	61.58
July	198.0	84.61	27.74	195.5	185.2	61.80	105.8	42.48	18.36	63.30
August	179.7	69.41	25.79	183.0	173.0	58.19	107.8	40.59	16.67	67.23
September	143.2	56.21	22.94	154.4	145.1	49.09	97.9	32.88	15.43	65.07
October	131.6	39.75	19.81	153.4	143.6	47.32	84.8	26.94	19.61	57.90
November	97.6	32.15	15.61	123.6	112.9	36.90	79.8	22.64	13.66	57.16
December	78.9	25.99	12.73	103.4	93.9	30.71	79.8	18.16	12.01	61.60
Year	1735.4	636.91	18.51	1873.2	1756.3	590.70	1088.5	353.40	213.05	735.11

Tabla 37 Balance Energético Instalación 50% Consumo

A continuación, se muestran las leyendas de las tablas anteriores,

Legends

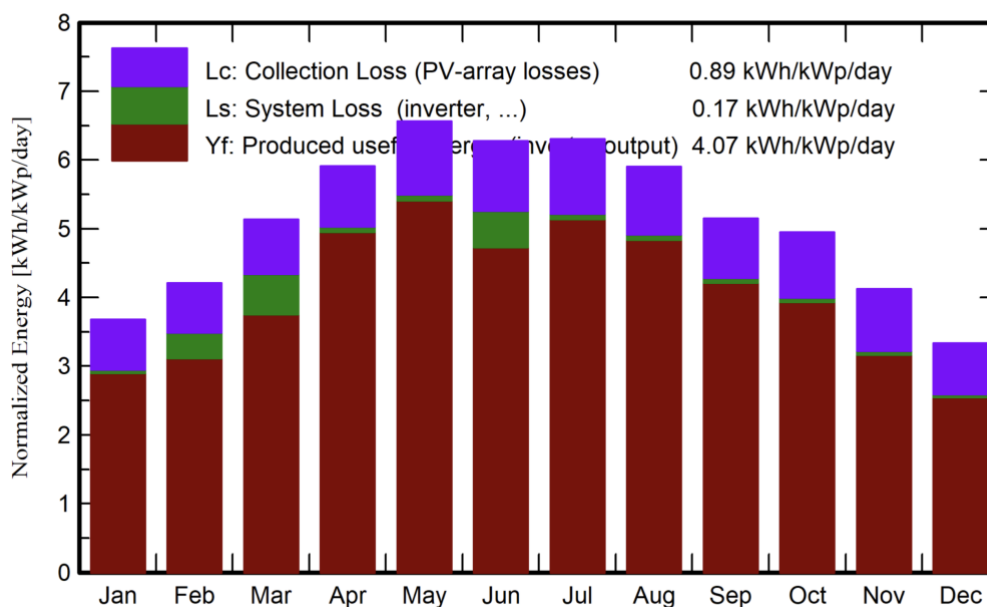
GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

Ilustración 33 Leyendas de las Tablas de Balance de Energía

En las siguientes ilustraciones se muestran las energías normalizadas, es decir la generación de energía neta a la salida la instalación, en la entrada del transformador. Las pérdidas que se tienen en cuenta en la siguiente gráfica son las del inversor, módulos fotovoltaicos, conexicionado, y térmicos. Las pérdidas durante los meses de mayor producción, que en este caso son los meses de mayo y junio, existe unas mayores pérdidas ya que son directamente proporcionales a la producción. Las perdidas en el inversor a diferencia de las otras depende de las condiciones de cada mes. En sistema del 100% del consumo, las perdidas en el inversor en el mes de Junio son bastante distintas que el los otros meses. En la instalacion del 75% del consumo el mes de mayor perdida es Febrero. En cambio en la instalacion del 50% del consumo, hay tres meses con una clara mayor perdida en el inversor que son Mayo, Junio y Agosto.

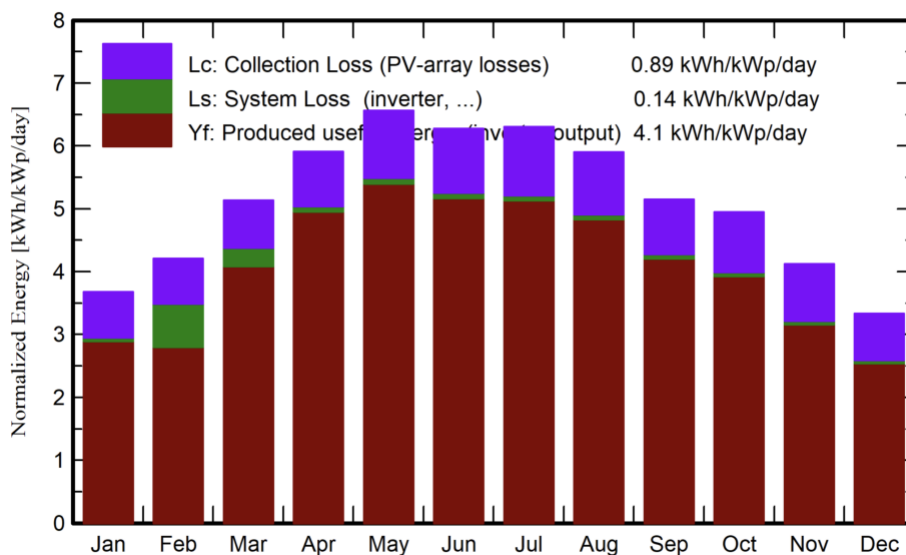
Cabe destacar que al tratarse de un mismo consumo, en un mismo emplazamiento es decir que la radiación es idéntica la potencia total normalizada sigue un mismo recorrido y unos mismos valores. Aunque las perdidas sean distintas ya que no tienen un mismo numero de componentes, ni potencia nominal de inversor.

Normalized productions (per installed kWp)

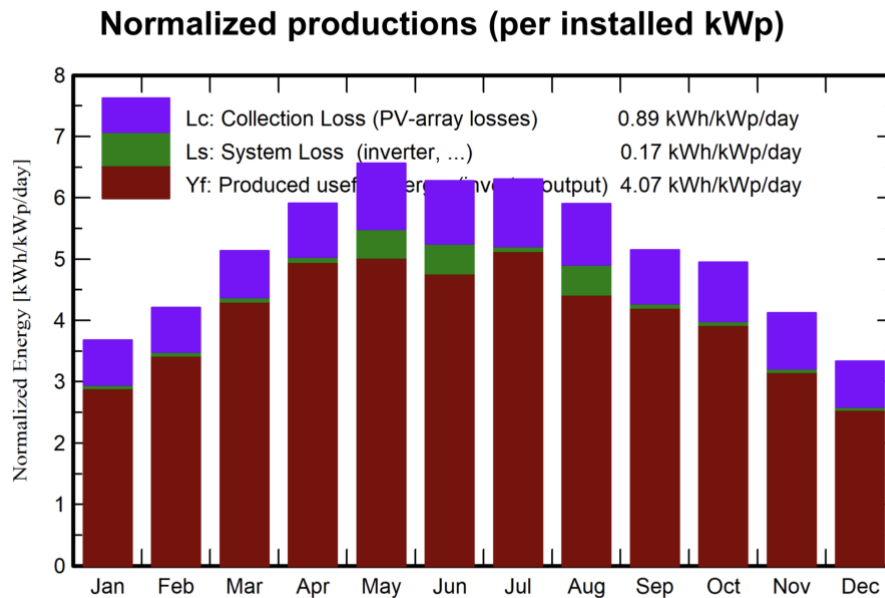


Gráfica 1 Potencia Normalizada Escenario 1 (100% del Consumo). Fuente: PVSyst

Normalized productions (per installed kWp)



Gráfica 2 Potencia Normalizada del Escenario 2 (75% del Consumo)



Gráfica 3 Potencia Normalizada del Escenario 3 (50% del Consumo)

Las siguientes ilustraciones muestran el Diagrama de Sankey, donde se muestra la entrada de energía solar, la salida de energía a la red. Las pérdidas que el programa calcula mediante la introducción de una serie de parámetros de pérdidas mencionadas con anterioridad en el 9.1 Performance ratio.

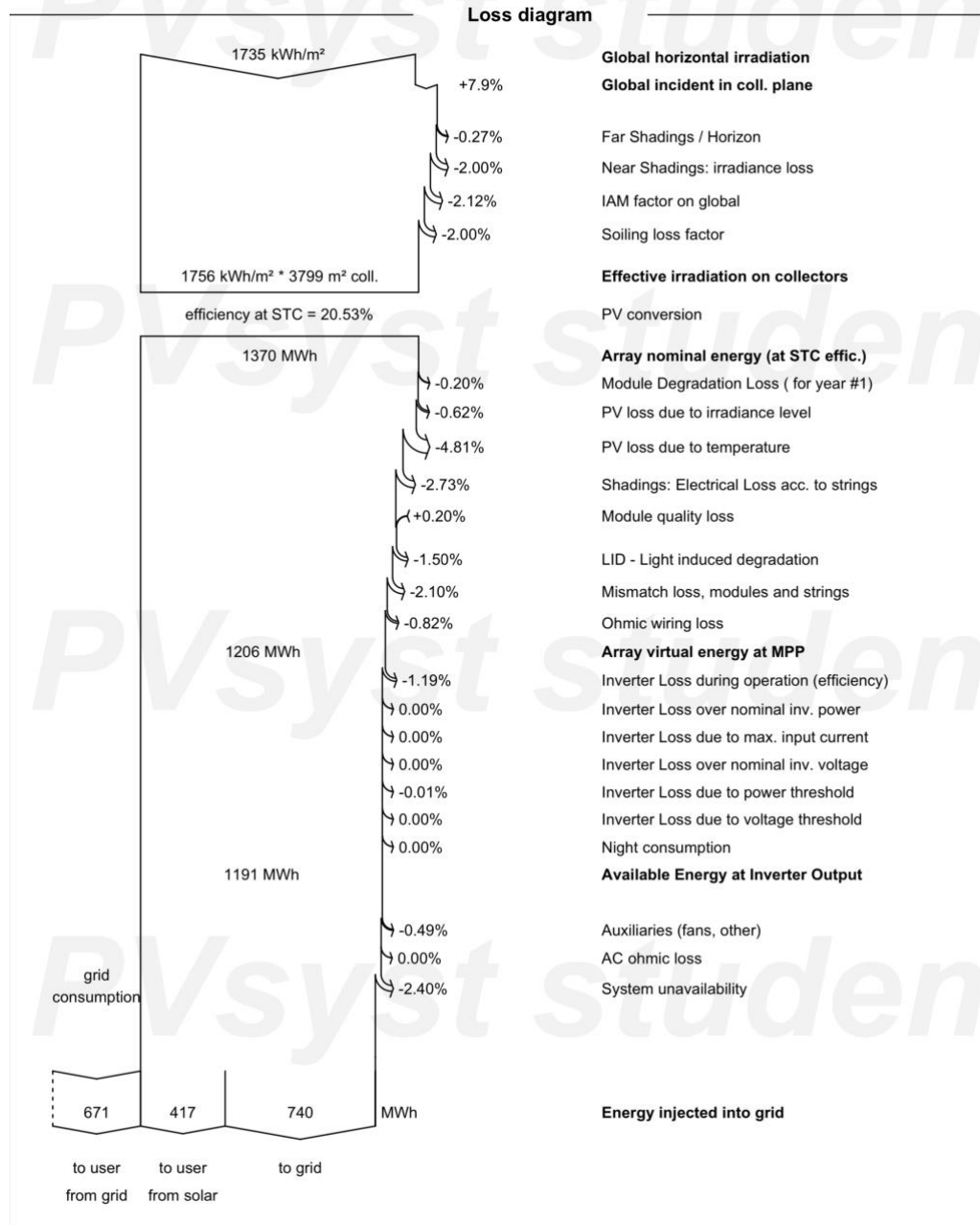


Ilustración 34. Diagrama de Sankey de Instalación del 100% Consumo

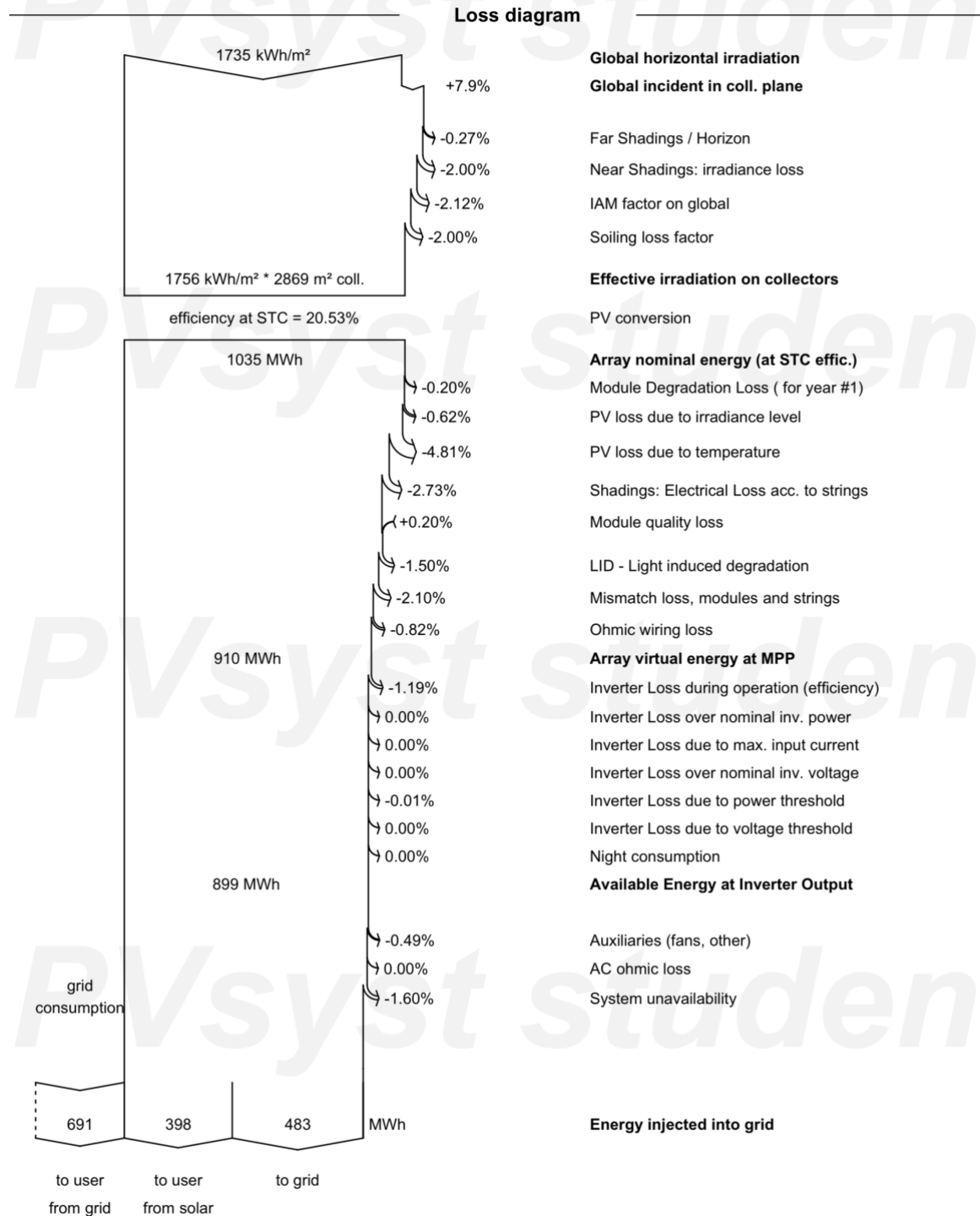


Ilustración 35. Diagrama de Sankey de Instalación del 75% Consumo

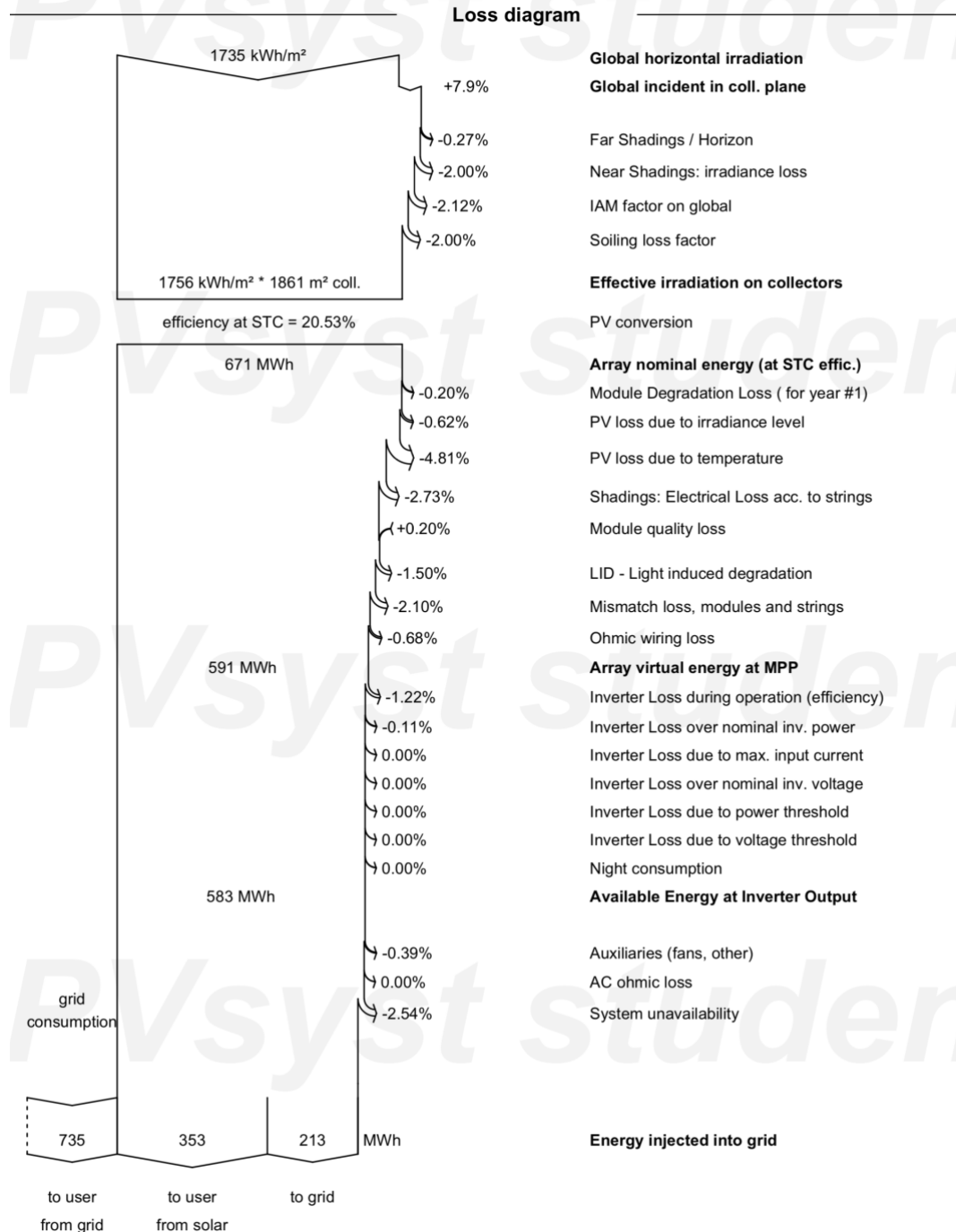


Ilustración 36. Diagrama de Sankey de Instalación del 50% Consumo

Cabe destacar el rendimiento obtenido por en los tres escenarios tiene no difiere notoriamente. En el caso de la instalación con un 100% de consumo el rendimiento obtenido es 79,27%, segundo escenario de instalación es de 79,92%, y en el tercero tiene el menor rendimiento con un 79,24%.

Debido a que el rendimiento de los tres escenarios es muy similar se deberá realizar un análisis económico, para determinar cuál de tres instalaciones es la más óptima.

10.2 CONCLUSIONES GRÁFICAS PVSyst

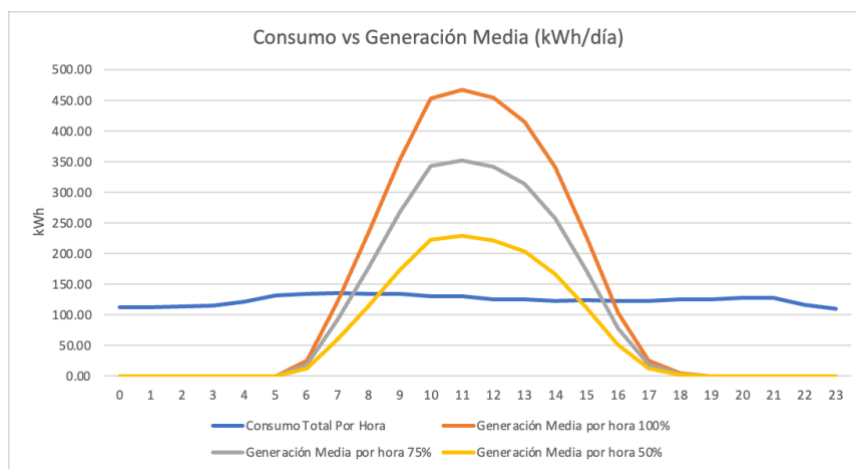
En este capítulo se analizan los resultados de los distintos escenarios que se han simulado en el programa PVSyst. En primer lugar, se van a estudiar los resultados de los informes generados por el programa, y luego se va a analizar la relación entre la generación y el consumo desde el punto de vista horario y mensual.

Las siguientes gráficas horarias son de gran importancia para el análisis del proyecto ya que se ve puede observar la energía instantánea generada que es realmente consumida. Ya que como se ha podido observar a pesar de instalar una planta con el 100% del consumo durante las horas nocturnas la Universidad se tiene que abastecer de la red eléctrica. A pesar de que en este escenario se vertería mucha energía a la red podría tener una parte positiva en el análisis de viabilidad económica ya que esta energía se vendería a la red.

Hora del	Consumo Total	Generación	Generación	Generación
0	112	0	0	0
1	112	0	0	0
2	113	0	0	0
3	115	0	0	0
4	121	0	0	0
5	131	0	0	0
6	134	26	20	13
7	136	122	92	60
8	134	235	178	115
9	134	355	268	174
10	130	454	343	222
11	130	467	353	229
12	125	454	342	222
13	124	415	313	203

14	123	340	257	167
15	123	227	172	111
16	122	104	79	51
17	123	25	19	12
18	124	6	4	3
19	124	0	0	0
20	127	0	0	0
21	128	0	0	0
22	116	0	0	0
23	109	0	0	0
Medio	2.982	3.229	2.437	1.580

Tabla 38 Consumo & Generación Medio Diario de los tres escenarios (100%, 75%,y 50%)



Gráfica 4 Balance Energético Total por horas del día

A nivel diario también se ha calculado el balance total de la instalación, es decir, la potencia total generada y consumida en cada hora del día. Para ello se ha sumado toda la potencia consumida y generada a las doce de la noche, luego a la una de la mañana, y así progresivamente. Se puede concluir que, al tener un consumo constante a lo largo del día, el balance varía mucho dependiendo de la hora. Este análisis se utiliza más adelante en el cálculo de viabilidad para saber mayor aproximación el precio de la potencia vertida a la red.

Hora del	Consumo Total por	Balance Total	Balance Total	Balance Total
0	112.18	0	0	0

1	112.12	0	0	0
2	113.97	0	0	0
3	115.52	0	0	0
4	121.27	0	0	0
5	131.72	0	0	0
6	134.41	26	20	13
7	136.20	122	92	60
8	134.54	235	178	115
9	134.83	355	268	174
10	130.70	454	343	222
11	130.14	467	353	229
12	125.19	454	342	222
13	124.81	415	313	203
14	123.22	340	257	167
15	123.56	227	172	111
16	122.90	104	79	51
17	123.45	25	19	12
18	124.75	6	4	3
19	124.84	0	0	0
20	127.42	0	0	0
21	128.16	0	0	0
22	116.50	0	0	0
23	109.84	0	0	0

Tabla 39 Balance Energético de los tres Escenarios

A continuación, de la Gráfico 15. Distribución mensual generación/consumo muestra la generación y consumo mensuales de las tres instalaciones un periodo de un año. La generación del 100% del consumo excede en gran cantidad en los meses de verano.

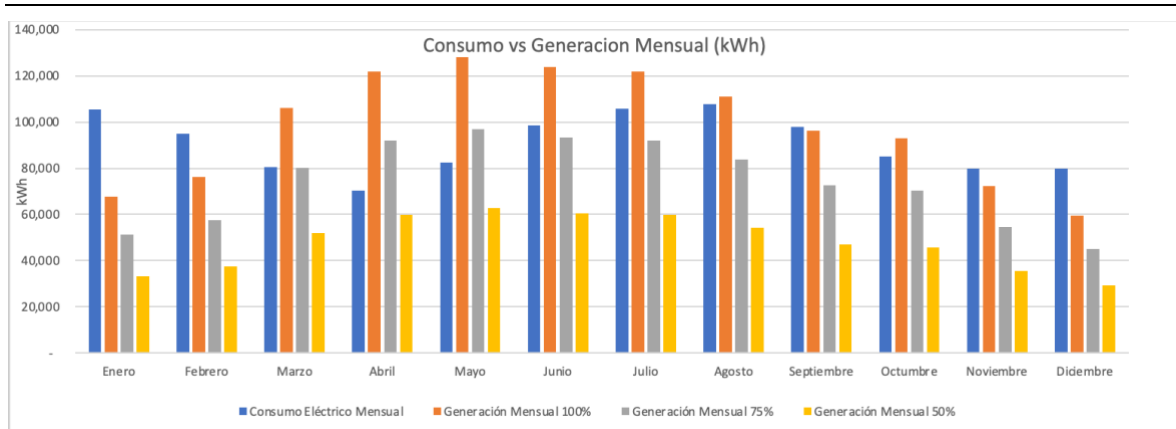


Gráfico 15. Distribución mensual generación/consumo

Capítulo 11. ESTUDIO VIABILIDAD ECONÓMICA

Por último, para poder hacer una comparativa completa de los tres escenarios, se realizará el estudio de la viabilidad económica. Se podrá determinar cuál es el más rentable y atractivo para su instalación.

Para realizar el cálculo en una primera instancia se calculará el presupuesto que determinará el coste de la instalación. Posteriormente se deberá estudiar el coste del proyecto en su totalidad, analizando tanto el CAPEX como el OPEX: Conociendo esos dos parámetros más el cálculo de la retribución por comprar y vender energía a RED se podrán simular tanto la cuenta de resultados como el flujo de caja con el que se hallarán el VAN y el TIR.

Los datos que se van a utilizar para el análisis son los obtenidos en el PVSyst ya que tienen una mayor fiabilidad, y detalle que los resultados obtenidos analíticamente.

Lo primero que se debe hacer para realizar la inversión (CAPEX) es conocer el presupuesto del material que se va a utilizar. Para calcular este CAPEX, al ser plantas de tamaño medio, se ha estimado que los costes unitarios son iguales, no incorporando economías de escala para determinarlos. No se han incluido tampoco pagos a terceros ya que la instalación se hará en terrenos propios. Los costes de desarrollo, diseño y supervisión para la construcción están incluidos en la partida de Varios.

Equipo	Coste \$/Wp	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Panel	\$0,40	\$311.600	\$235.200	\$152.800
Inversor	\$0,06	\$52.150	\$39.480	\$21.840
Transformador	\$0,012	\$20.000	\$15.000	\$10.000
Estructura, montaje y	\$0,60	\$467.400	\$352.800	\$229.200
Total Inversión	\$1,09	\$851.150	\$642.480	\$413.840

Tabla 40. Costes

Los costes de mantenimiento OPEX, se estiman también lineales, no hay economía de escala, con un coste anual de 15 \$/kWp.

Equipo	Coste \$/kWp	Escenario 1 (100%)	Escenario 2 (75%)	Escenario 3 (50%)
Total OPEX	\$15,00	\$11.685,00	\$8.820,00	\$5.730,00

Tabla 41. OPEX

11.1 NUEVO COSTE ENERGÍA

Antes de plantearse la instalación de la planta de autoconsumo se producción compras a la distribuidora por un valor anual de 179.603 dólares. Con la nueva situación, por un lado, se seguirá comprando energía cuando el consumo sea menor que la producción de la planta, y por otro se venderá la energía Para analizar el nuevo coste de la energía se van a estudiar los tres escenarios los costes y los ingresos:

- Compra de energía: Se seguirá comprando energía en los momentos donde la planta no genera, o lo haga en menor cantidad de la requerida.
- Venta de los excedentes: Se vende al sistema la energía excedentaria que aparece cuando la planta está generando más de lo que se consume.
- Reducción de coste: La diferencia entre la energía que se necesita comprar de la red antes y después de la instalación se considerará a efectos de rentabilidad como un ingreso.

En la siguiente tabla se pueden ver las cantidades que se generan, vertidos, consumo de la instalación y el consumo de la red en todos los escenarios obtenidos en el programa PVSyst:

	GENERACION	VERTIDOS	CONSUMO FV	CONSUMO RED
	MWh			
ESCENARIO	-	-	-	1.089
ESCENARIO 1	1.157	740	417	671
ESCENARIO 2	881	483	398	691
ESCENARIO 3	566	213	353	735

Tabla 42. Generación, vertidos y consumos

Teniendo en cuenta estos nuevos valores de compra de energía de red, se ha hecho un estudio de como varía la necesidad de energía de la red en función de cada hora, lo cual se muestra en la siguiente Gráfico 16. Distribución horaria:

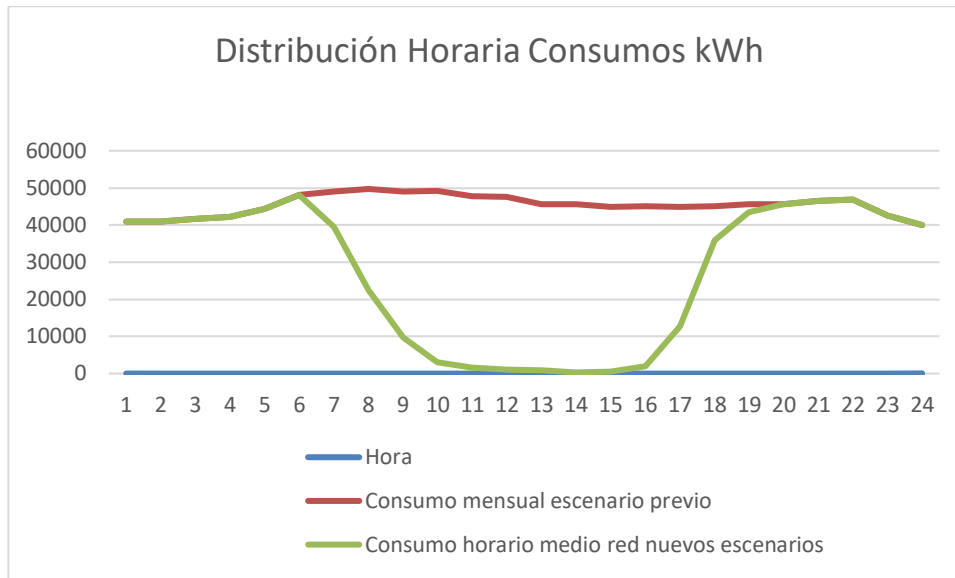


Gráfico 16. Distribución horaria

La línea roja indica un consumo casi lineal a lo largo del día, ocurre además todo el año, y la verde la nueva situación donde se puede ver cómo en cuanto sale el sol y se empieza a generar el consumo cae hasta empieza a caer el sol y entonces el consumo empieza a subir hasta que coincide con la situación anterior.

Caso opuesto se muestra en la siguiente Gráfico 17. Vertidos y consumos pasa con los vertidos a la red, por la noche no hay y por el día a medida que nos acercamos a las horas centrales, los vertidos suben.

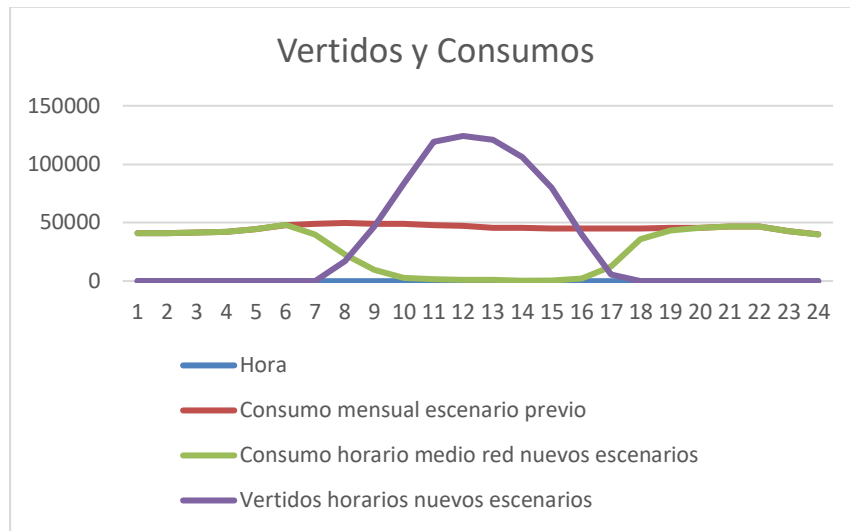


Gráfico 17. Vertidos y consumos

Si ahora tenemos en cuenta cómo evoluciona el precio de la energía a lo largo del día, nos damos cuenta de que, sin autoconsumo, se compraba mucha energía a precio alto, que es justo además el momento en que se hacen los vertidos. Por el contrario, la energía que se compra ahora es en momentos de menor coste, por lo tanto, el efecto económico es aún mayor. Con estas asunciones, los escenarios económicos quedan de la siguiente manera:

	COSTE CONSUMO RED		
	CONSUMO RED	COSTE MEDIO	TOTAL
	MWh	\$/kWh	\$
ESCENARIO PREVIO	1.089	0,165	179.603
ESCENARIO 1	671	0,100	67.100
ESCENARIO 2	691	0,100	69.100
ESCENARIO 3	735	0,100	73.500

Tabla 43. Costes consumo de RED

	INGRESO AUTOCONSUMO			
	MENOR	VERTIDOS	INGRESO	TOTAL vertido
	COMPRA	RED	MEDIO	
	\$	MWh	\$/MWh	\$
ESCENARIO	-	-	-	-
ESCENARIO 1	112.503	740	0,145	107.300
ESCENARIO 2	110.503	483	0,145	70.035
ESCENARIO 3	106.103	213	0,145	30.885

Tabla 44. Ingreso de autoconsumo

He considerado que el ingreso por vertidos es un 50% del precio medio del mercado en las horas centrales del día.

11.2 CRITERIOS CALCULO

Se han tenido en cuenta los siguientes criterios para el cálculo:

- Periodo de amortización 15 años, vida útil estimada 25 años.
- Un coste del capital o WACC del 5%

(The Real Cost of Equity | McKinsey, n.d.)

- Ayuda Estatal en Carolina del Sur sobre el pago de intereses de la deuda 25% y Estatal \$3.500
- Tasa descuento 5%
- Precio de la energía constante
- Precio mantenimiento con inflación del 3%
- Degradación anual del 0,5% de los paneles fotovoltaicos

(2022 South Carolina Solar Incentives: Tax Credits, Rebates, and Grants, n.d.; Solar Tax Credit Guide For 2022 – Forbes Advisor, n.d.)

11.3 RESULTADO FINANCIERO

11.3.1 ESCENARIO 1

ESCENARIO 1												
Año	COSTES							INGRESOS				
	Coste anual deuda \$	Interés deuda \$	Pago principal \$	Deuda pendiente \$	Coste final anual deuda \$	Coste Mto anual \$	Coste Compra energía \$	Ayuda Estatal deuda \$	Ingreso Vertidos Energía \$	Ingreso Menor Compra Energía \$	cash flow neto \$	Cash flow acumulado \$
0				851.150							-851.150	-851.150
1	-82.002	42.558	-39.444	811.706	-71.362	-11.685	-67.100	10.639	107.300	112.503	69.655	-781.495
2	-82.002	40.585	-41.416	770.289	-71.855	-12.036	-67.100	10.146	107.300	112.503	68.812	-712.683
3	-82.002	38.514	-43.487	726.802	-72.373	-12.397	-67.100	9.629	107.300	112.503	67.933	-644.751
4	-82.002	36.340	-45.662	681.140	-72.917	-12.769	-67.100	9.085	107.300	112.503	67.017	-577.733
5	-82.002	34.057	-47.945	633.196	-73.487	-13.152	-67.100	8.514	107.300	112.503	66.063	-511.670
6	-82.002	31.660	-50.342	582.854	-74.087	-13.546	-67.100	7.915	107.300	112.503	65.070	-446.600
7	-82.002	29.143	-52.859	529.995	-74.716	-13.953	-67.100	7.286	107.300	112.503	64.034	-382.566
8	-82.002	26.500	-55.502	474.493	-75.377	-14.371	-67.100	6.625	107.300	112.503	62.955	-319.612
9	-82.002	23.725	-58.277	416.216	-76.071	-14.802	-67.100	5.931	107.300	112.503	61.830	-257.782
10	-82.002	20.811	-61.191	355.025	-76.799	-15.246	-67.100	5.203	107.300	112.503	60.657	-197.125
11	-82.002	17.751	-64.251	290.774	-77.564	-15.704	-67.100	4.438	107.300	112.503	59.435	-137.690
12	-82.002	14.539	-67.463	223.311	-78.367	-16.175	-67.100	3.635	107.300	112.503	58.161	-79.529
13	-82.002	11.166	-70.836	152.475	-79.210	-16.660	-67.100	2.791	107.300	112.503	56.832	-22.697
14	-82.002	7.624	-74.378	78.097	-80.096	-17.160	-67.100	1.906	107.300	112.503	55.447	32.750
15	-82.002	3.905	-78.097	0	-81.026	-17.675	-67.100	976	107.300	112.503	54.002	86.752
16	0	0	0	0	0	-18.205	-67.100	0	107.300	112.503	134.498	221.250
17	0	0	0	0	0	-18.751	-67.100	0	107.300	112.503	133.952	355.201
18	0	0	0	0	0	-19.314	-67.100	0	107.300	112.503	133.389	488.590
19	0	0	0	0	0	-19.893	-67.100	0	107.300	112.503	132.810	621.400
20	0	0	0	0	0	-20.490	-67.100	0	107.300	112.503	132.213	753.613
21	0	0	0	0	0	-21.104	-67.100	0	107.300	112.503	131.598	885.211
22	0	0	0	0	0	-21.738	-67.100	0	107.300	112.503	130.965	1.016.176
23	0	0	0	0	0	-22.390	-67.100	0	107.300	112.503	130.313	1.146.489
24	0	0	0	0	0	-23.061	-67.100	0	107.300	112.503	129.641	1.276.130
25	0	0	0	0	0	-23.753	-67.100	0	107.300	112.503	128.949	1.405.079

Tabla 45. Resultado financiero escenario 1

Valor Actual Neto, VAN

El valor actual neto es traerme a la fecha de hoy todos los flujos futuros de caja incluyendo la tasa de descuento, 3% en este caso. Haciendo ese cálculo el **VAN es 625.196,65 dólares.**

Tasa Interna de Retorno, TIR

Este valor es el valor equivalente a una tasa de descuento que haría que el Valor Actual Neto fuera 0. Haciendo el cálculo, tenemos una **TIR del 7,7%.**

Payback

En el año catorce el Cash Flow Acumulado se hace positivo lo que significa que el Payback de este escenario es de **14 años.**

11.3.2 ESCENARIO 2

ESCENARIO 2												
Año	COSTES							INGRESOS				
	Coste anual deuda \$	Interés deuda \$	Pago principal \$	Deuda pendiente \$	Coste final anual deuda \$	Coste Mto anual \$	Coste Compra energía \$	Ayuda Estatal deuda \$	Ingreso Vertidos Energía \$	Ingreso Menor Compra Energía \$	cash flow neto \$	Cash flow acumulado \$
0				642.480							-642.480	-642.480
1	-61.898	32.124	-29.774	612.706	8.031	-53.867	-8.820	-69.100	70.035	110.503	48.751	-593.729
2	-61.898	30.635	-31.263	581.443	7.659	-54.239	-9.085	-69.100	70.035	110.503	48.114	-545.616
3	-61.898	29.072	-32.826	548.617	7.268	-54.630	-9.357	-69.100	70.035	110.503	47.450	-498.165
4	-61.898	27.431	-34.467	514.150	6.858	-55.040	-9.638	-69.100	70.035	110.503	46.759	-451.406
5	-61.898	25.708	-36.190	477.960	6.427	-55.471	-9.927	-69.100	70.035	110.503	46.039	-405.367
6	-61.898	23.898	-38.000	439.960	5.974	-55.923	-10.225	-69.100	70.035	110.503	45.289	-360.077
7	-61.898	21.998	-39.900	400.060	5.499	-56.398	-10.532	-69.100	70.035	110.503	44.507	-315.570
8	-61.898	20.003	-41.895	358.165	5.001	-56.897	-10.847	-69.100	70.035	110.503	43.693	-271.877
9	-61.898	17.908	-43.990	314.175	4.477	-57.421	-11.173	-69.100	70.035	110.503	42.844	-229.033
10	-61.898	15.709	-46.189	267.986	3.927	-57.971	-11.508	-69.100	70.035	110.503	41.959	-187.075
11	-61.898	13.399	-48.499	219.487	3.350	-58.548	-11.853	-69.100	70.035	110.503	41.036	-146.039
12	-61.898	10.974	-50.924	168.564	2.744	-59.154	-12.209	-69.100	70.035	110.503	40.074	-105.965
13	-61.898	8.428	-53.470	115.094	2.107	-59.791	-12.575	-69.100	70.035	110.503	39.071	-66.893
14	-61.898	5.755	-56.143	58.950	1.439	-60.459	-12.952	-69.100	70.035	110.503	38.026	-28.868
15	-61.898	2.948	-58.950	0	737	-61.161	-13.341	-69.100	70.035	110.503	36.935	8.068
16	0	0	0	0	0	0	-13.741	-69.100	70.035	110.503	97.696	105.764
17	0	0	0	0	0	0	-14.154	-69.100	70.035	110.503	97.284	203.048
18	0	0	0	0	0	0	-14.578	-69.100	70.035	110.503	96.859	299.907
19	0	0	0	0	0	0	-15.015	-69.100	70.035	110.503	96.422	396.329
20	0	0	0	0	0	0	-15.466	-69.100	70.035	110.503	95.972	492.301
21	0	0	0	0	0	0	-15.930	-69.100	70.035	110.503	95.508	587.808
22	0	0	0	0	0	0	-16.408	-69.100	70.035	110.503	95.030	682.838
23	0	0	0	0	0	0	-16.900	-69.100	70.035	110.503	94.537	777.376
24	0	0	0	0	0	0	-17.407	-69.100	70.035	110.503	94.030	871.406
25	0	0	0	0	0	0	-17.929	-69.100	70.035	110.503	93.508	964.914

Tabla 46. Resultado financiero escenario 2

Valor Actual Neto, VAN

El valor actual neto es traerme a la fecha de hoy todos los flujos futuros de caja incluyendo la tasa de descuento, 3% en este caso. Haciendo ese cálculo el **VAN es 115.461,18 dólares.**

Tasa Interna de Retorno, TIR

Este valor es el valor equivalente a una tasa de descuento que haría que el Valor Actual Neto fuera 0. Haciendo el cálculo, tenemos una **TIR del 4,9%.**

Payback

En el año quince el Cash Flow Acumulado se hace positivo lo que significa que el Payback de este escenario es de 15 años.

11.3.3 ESCENARIO 3

ESCENARIO 3												
Año	COSTES							INGRESOS				
	Coste anual deuda \$	Interés deuda \$	Pago principal \$	Deuda pendiente \$	Coste final anual deuda \$	Coste Mto anual \$	Coste Compra energía \$	Ayuda Estatal deuda \$	Ingreso Vertidos Energía \$	Ingreso Menor Compra Energía \$	cash flow neto \$	Cash flow acumulado \$
0				413.840							-413.840	-413.840
1	-39.870	20.692	-19.178	394.662	5.173	-34.697	-5.730	-73.500	30.885	106.103	23.060	-390.780
2	-39.870	19.733	-20.137	374.525	4.933	-34.937	-5.902	-73.500	30.885	106.103	22.649	-368.131
3	-39.870	18.726	-21.144	353.380	4.682	-35.189	-6.079	-73.500	30.885	106.103	22.220	-345.911
4	-39.870	17.669	-22.201	331.179	4.417	-35.453	-6.261	-73.500	30.885	106.103	21.773	-324.138
5	-39.870	16.559	-23.311	307.868	4.140	-35.731	-6.449	-73.500	30.885	106.103	21.308	-302.830
6	-39.870	15.393	-24.477	283.391	3.848	-36.022	-6.643	-73.500	30.885	106.103	20.823	-282.008
7	-39.870	14.170	-25.701	257.690	3.542	-36.328	-6.842	-73.500	30.885	106.103	20.318	-261.690
8	-39.870	12.885	-26.986	230.704	3.221	-36.649	-7.047	-73.500	30.885	106.103	19.791	-241.899
9	-39.870	11.535	-28.335	202.369	2.884	-36.986	-7.259	-73.500	30.885	106.103	19.242	-222.656
10	-39.870	10.118	-29.752	172.618	2.530	-37.341	-7.476	-73.500	30.885	106.103	18.670	-203.986
11	-39.870	8.631	-31.239	141.378	2.158	-37.713	-7.701	-73.500	30.885	106.103	18.074	-185.912
12	-39.870	7.069	-32.801	108.577	1.767	-38.103	-7.932	-73.500	30.885	106.103	17.453	-168.459
13	-39.870	5.429	-34.441	74.135	1.357	-38.513	-8.170	-73.500	30.885	106.103	16.805	-151.654
14	-39.870	3.707	-36.164	37.972	927	-38.944	-8.415	-73.500	30.885	106.103	16.129	-135.525
15	-39.870	1.899	-37.972	0	475	-39.396	-8.667	-73.500	30.885	106.103	15.425	-120.100
16	0	0	0	0	0	0	-8.927	-73.500	30.885	106.103	54.560	-65.540
17	0	0	0	0	0	0	-9.195	-73.500	30.885	106.103	54.293	-11.247
18	0	0	0	0	0	0	-9.471	-73.500	30.885	106.103	54.017	42.769
19	0	0	0	0	0	0	-9.755	-73.500	30.885	106.103	53.733	96.502
20	0	0	0	0	0	0	-10.048	-73.500	30.885	106.103	53.440	149.942
21	0	0	0	0	0	0	-10.349	-73.500	30.885	106.103	53.138	203.080
22	0	0	0	0	0	0	-10.659	-73.500	30.885	106.103	52.828	255.908
23	0	0	0	0	0	0	-10.979	-73.500	30.885	106.103	52.508	308.417
24	0	0	0	0	0	0	-11.309	-73.500	30.885	106.103	52.179	360.596
25	0	0	0	0	0	0	-11.648	-73.500	30.885	106.103	51.840	412.435

Tabla 47. Resultado financiero escenario 3

Valor Actual Neto, VAN

El valor actual neto es traerme a la fecha de hoy todos los flujos futuros de caja incluyendo la tasa de descuento, 3% en este caso. Haciendo ese cálculo el VAN es 115.461,18 dólares.

Tasa Interna de Retorno, TIR

Este valor es el valor equivalente a una tasa de descuento que haría que el Valor Actual Neto fuera 0. Haciendo el cálculo, tenemos una TIR del 4,9%.

Payback

En el año dieciocho el Cash Flow Acumulado se hace positivo lo que significa que el Payback de este escenario es de 18 años.

Capítulo 12. CONCLUSIONES

En este apartado se concluyen las razones por las que se elige uno de los tres escenarios, además de las características de este. La decisión de que planta construir viene definida por dos criterios, el primero de ser rentable económicamente para poder ser aprobada y además que ayude a Clemson University a conseguir su objetivo de reducción de su huella de carbono.

En la Tabla 48. Balance energético se muestran los resultados del Balance Energético obtenidos con el programa PVSyst.

	GENERACION	VERTIDOS	CONSUMO	CONSUMO RED
	FV			
	MWh			
ESCENARIO	-	-	-	1.089
ESCENARIO 1	1.157	740	417	671
ESCENARIO 2	881	483	398	691
ESCENARIO 3	566	213	353	735

Tabla 48. Balance energético

Teniendo en cuenta ambos criterios, se determina que el escenario que cumple criterios económicos y que más reduce la huella de carbono es el **ESCENARIO 1** que instala la potencia necesaria para tener un saldo incluso positivo de huella de carbono y por lo tanto se propone su elección.

Tras el análisis previo analítico, y más tarde la comprobación por medio del programa PVSyst se ha dimensionado y obtenido los siguientes componentes que se muestran en la Tabla 49 Resumen de la Instalación del 100% de Consumo y características de la instalación.

	Escenario 1 (100%)
Número de módulos [uds]	1,470.00
Número de monturas [uds]	226.15
Número de inversores [uds]	5
Número de transformadores [uds]	1
Potencia transformador [kW]	1.000
Potencia módulo [W]	530
Potencia pico [W]	779.100
Potencia inversor [W]	149.000
Potencia nominal [W]	745.000
Ratio	1.046
Energía producida [MWh/año]	577

Tabla 49 Resumen de la Instalación del 100% de Consumo

Tras obtener los resultados analizados el apartado anterior se ha diseñado mediante la plataforma Google Earth una simulación grafica de la instalación. En la siguiente Ilustración 37. Emplazamiento de Instalación Fotovoltaica de 779 kWp se muestra la planta del primer escenario. .

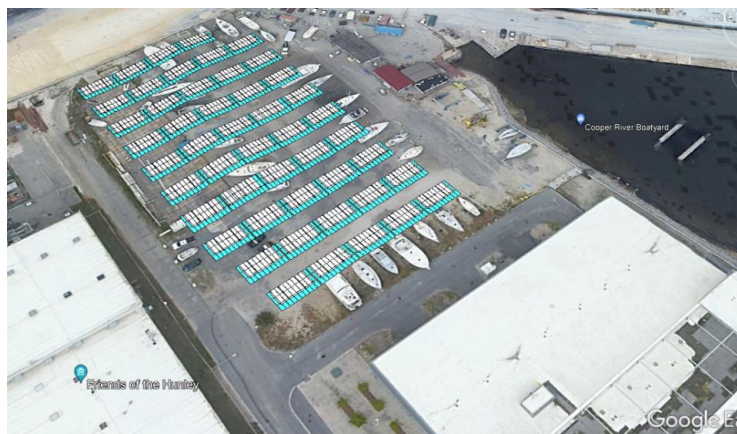


Ilustración 37. Emplazamiento de Instalación Fotovoltaica de 779 kWp

Todos los escenarios estudiados arrojan una rentabilidad positiva y gracias a las ayudas Estatales y Federales, además altas obteniendo un retorno de la inversión en un plazo corto.

	INVERSION	VAN	TIR	PAYBACK
Escenario 1	\$ 851.150	\$ 625.196,65	7,7 %	14 años
Escenario 2	\$ 642.480	\$ 405.269,64	7,1 %	15 años
Escenario 3	\$ 413.840	\$ 115.461,18	4,9 %	18 años

Tabla 50. Resumen escenarios

El único escenario que es capaz de generar anualmente, sin tener en cuenta los desajustes entre la generación y el consumo, toda la energía anual que consume el edificio de la universidad es el Escenario 1, es decir la instalación compensa en base anual la huella de carbono del edificio relativo al consumo eléctrico.

	GENERACION	VERTIDOS	CONSUMO FV	CONSUMO RED
	MWh			
ESCENARIO	-	-	-	1.089
ESCENARIO 1	1.157	740	417	671
ESCENARIO 2	881	483	398	691
ESCENARIO 3	566	213	353	735

Tabla 51. Generación, vertidos y consumos

En la Ilustración 38 Diagrama Balance Energético PVSyst Escenario 1, se muestra un balance energético

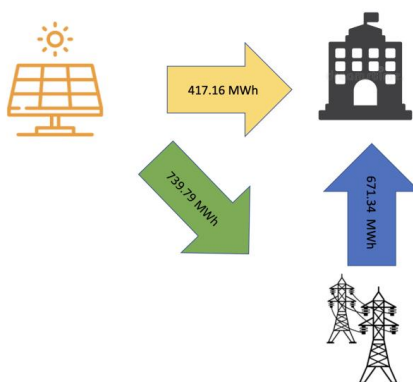


Ilustración 38 Diagrama Balance Energético PVSyst Escenario 1

Parte II BIBLIOGRAFIA

- 2022 South Carolina Solar Incentives: Tax Credits, Rebates, and Grants.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.solarenergyworld.com/south-carolina-solar-panels/south-carolina-solar-incentives/>
- All about PV photovoltaic self-consumption - Iberdrola.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.iberdrola.com/innovation/pv-self-consumption>
- BloombergNEF.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://about.bnef.com/>
- Coordenadas y carta solar - HelioEsfera.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.helioesfera.com/coordenadas-y-carta-solar/>
- Educator Guide: Build a Satellite | NASA/JPL Edu.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.jpl.nasa.gov/edu/teach/activity/build-a-satellite/>
- El Acuerdo de París | CMNUCC.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/el-acuerdo-de-paris>
- El clima en Charleston, el tiempo por mes, temperatura promedio (Carolina del Sur, Estados Unidos) - Weather Spark.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://es.weatherspark.com/y/19488/Clima-promedio-en-Charleston-Carolina-del-Sur-Estados-Unidos-durante-todo-el-a%C3%B1o>
- Enphase Vs. SolarEdge - The Changing Module Level Power Electronics Landscape (NASDAQ:SEDG) | Seeking Alpha.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://seekingalpha.com/article/4078337-enphase-vs-solaredge-changing-module-level-power-electronics-landscape>
- Erenovable.com.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://erenovable.com/>
- Federal, State & Regulatory Policy | SEIA.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.seia.org/initiatives/federal-state-regulatory-policy>
- Google Maps.* (n.d.-a). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.google.com/maps/@32.8559539,-79.9578056,851m/data=!3m1!1e3>
- Google Maps.* (n.d.-b). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.google.com/maps/@32.8559539,-79.9578056,851m/data=!3m1!1e3>
- La radiación solar - El Foro Verde.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://elforoverde.org/energias-renovables/la-radiacion-solar/>

-
- Las oportunidades de las renovables en EEUU- El Periódico de la Energía.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://elperiodicodelaenergia.com/las-oportunidades-de-las-renovables-en-eeuu/>
- NASA POWER | Prediction Of Worldwide Energy Resources.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://power.larc.nasa.gov/>
- National Renewable Energy Laboratory (NREL) Home Page | NREL.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.nrel.gov/>
- Net-Zero Goal | Clemson University, South Carolina.* (n.d.-a). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.clemson.edu/sustainability/operations/net-zero.html>
- Net-Zero Goal | Clemson University, South Carolina.* (n.d.-b). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.clemson.edu/sustainability/operations/net-zero.html>
- NSRDB.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://nsrdb.nrel.gov/>
- Pérdidas por Inclinación y Orientación - Eficiencia Energética.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://certificacionenergetica.info/perdidas-por-inclinacion-y-orientacion/>
- Prediction Of Worldwide Energy Resources (POWER) | NASA Open Data Portal.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://data.nasa.gov/Earth-Science/Prediction-Of-Worldwide-Energy-Resources-POWER-/wn3p-qsan>
- Protecciones eléctricas en instalaciones fotovoltaicas de ámbito residencial e instalaciones aisladas. - Blog de Krannich Solar – Global solar distribution (ES).* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://blog.krannich-solar.com/es/blog/lector-de-blogs/protecciones-el%C3%A9ctricas-en-instalaciones-fotovoltaicas-de-%C3%A1mbito-residencial-e-instalaciones-aisladas.html>
- Radiación, Irradiancia, Azimut y Hora sol Pico en Fotovoltaica.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>
- Radiación solar: qué es y cómo se produce - Iberdrola.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.iberdrola.com/compromiso-social/radiacion-solar>
- RE Atlas.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://maps.nrel.gov/re-atlas/?aL=kEU0Ap%255Bv%255D%3Dt%26AMzVXM%255Bv%255D%3Dt%26AMzVXM%255Bd%255D%3D1%26ggexyY%255Bv%255D%3Dt%26ggexyY%255Bd%255D%3D2&bL=clight&cE=0&IR=0&mC=49.724479188712984%2C-108.28125&zL=2>
- Solar Market Insight Report 2022 Q2 | SEIA.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.seia.org/research-resources/solar-market-insight-report-2022-q2>
- Solar Tax Credit Guide For 2022 – Forbes Advisor.* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.forbes.com/advisor/home-improvement/solar-tax-credit-by-state/>
- South Carolina Legislature Online - How do I...* (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.scstatehouse.gov/howdoi.php>
-

Swanson, R. M., & Swanson, R. M. (2009). Photovoltaics Power Up. *Science*, 324(5929), 891–892. <https://doi.org/10.1126/science.1169616>

The real cost of equity | McKinsey. (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.mckinsey.com/business-functions/strategy-and-corporate-finance/our-insights/the-real-cost-of-equity>

Transformadores y Autotransformadores Trifásicos de 0,5 a 5.000 KVA. baja tensión y secos. - Clarkia - Transformadores - Sistemas de Regulación flujo luminoso doble nivel de tensión - Cargadores baterías automáticas - Inductancias. (n.d.-a). Retrieved July 13, 2022, from <https://clarkia1.net/transformadores-y-autotransformadores-trifasicos-de-05-a-5-000-kva-baja-tension-y-secos/>

Transformadores y Autotransformadores Trifásicos de 0,5 a 5.000 KVA. baja tensión y secos. - Clarkia - Transformadores - Sistemas de Regulación flujo luminoso doble nivel de tensión - Cargadores baterías automáticas - Inductancias. (n.d.-b). Retrieved July 11, 2022, from <https://clarkia1.net/transformadores-y-autotransformadores-trifasicos-de-05-a-5-000-kva-baja-tension-y-secos/>

U.S. Environmental Protection Agency | US EPA. (n.d.). Retrieved July 11, 2022, from <https://www.epa.gov/>

Usa Map United - Free vector graphic on Pixabay. (n.d.). Retrieved July 13, 2022, from <https://pixabay.com/vectors/usa-map-united-states-of-america-35713/>

Parte III ANEXOS

**INVERSOR TRIFÁSICO
DE STRING
DE 1.500V SIN
TRANSFORMADOR
Y CON LA MÁXIMA
DENSIDAD
DE POTENCIA**

INGECON® SUN 160TL

Familia de inversores trifásicos para plantas fotovoltaicas comerciales, industriales y de gran escala.

Mayor competitividad

Gracias a su mayor potencia de salida (hasta 160 kW si el equipo se conecta a una red de 690 Vac), el nuevo INGECON® SUN 160TL permite una drástica reducción del número de inversores requeridos para el diseño de una planta fotovoltaica. Así, minimiza el gasto en mano de obra y cableado total. Es más, gracias a este equipo se puede ahorrar hasta un 20% en cableado AC, ya que no requiere cable de neutro.

Este inversor no necesita cajas de conexiones ni en DC ni en AC. Todo ello garantiza los menores gastos de capital o CAPEX (Capital Expenditures).

Además, su filosofía de inversor de string permite una fácil y rápida sustitución que no precisa de técnicos cualificados.

Mayor flexibilidad y densidad de potencia

La mayor flexibilidad es posible gracias a sus elevados índices de tensión DC máxima (1.500 V)

y a su amplio rango de tensión MPP (576-1.250 V). Gran densidad de potencia, con hasta 161 kW en un inversor de tan sólo 75 kg.

Diseño duradero y robusto

Envoltorio de aluminio, especialmente concebida para instalaciones de interior y exterior (IP65). El diseño de la familia INGECON® SUN 3Play TL garantiza la máxima durabilidad en el tiempo y las mejores prestaciones, incluso ante temperaturas extremas.

Comunicaciones avanzadas de serie

Gracias a la comunicación Wi-Fi que integra este inversor, la planta solar puede ser controlada y monitorizada sin cableado de comunicaciones adicional. Además, presenta de serie comunicación Ethernet. Todas estas prestaciones, junto con el webserver junto con el webserver que integra el equipo, permiten una rápida y fiable puesta en marcha usando un teléfono móvil, una tablet o un PC portátil. Además, es compatible con Cloud Connect externo.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años



160TL

Totamente equipado

El modelo de 1.500 V de la familia de inversores INGECON® SUN 3Play se suministra totalmente equipado con las principales protecciones eléctricas, pensando en alcanzar el máximo rendimiento con la máxima competitividad.

Versiónes disponibles

	Versión STD	Versión PRO
Bornas DC	✓	
Conectores fotovoltaicos ⁽¹⁾		✓
Seccionador DC	✓	✓
Descargadores DC, tipo I+II	✓	✓
Descargadores AC, tipo II	✓	✓
Fusibles DC		✓ ⁽²⁾
Kit de medida de corrientes		✓
Comunicaciones Wi-Fi y Ethernet	✓	✓

Notas: ⁽¹⁾ No necesita herramientas de crimpado ⁽²⁾ Fusibles de 32A. Opcionalmente, fusibles de corriente continua para el polo negativo.

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

- Capacidad para soportar huecos de tensión.
- Capacidad para inyectar potencia reactiva.
- Compatible con Cloud Connect externo.
- Eficiencia máxima del 99,1%.
- Comunicación Wi-Fi y Ethernet incorporadas de serie.
- Webserver integrado.
- Software de monitorización INGECON® SUN Monitor.
- Apto para instalaciones de interior y exterior (IP65).
- Alto rendimiento a altas temperaturas.
- Distintas versiones para ajustarse a todo tipo de proyectos.

- 3 entradas digitales y 2 salidas digitales.
- Apto para DRMO (para mercado australiano).

PROTECCIONES

- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Fallo de aislamiento.
- Sobretensiones AC con descargadores, tipo II.
- Sobretensiones DC con descargadores, tipo I+II.
- Fusibles de 32A (versión PRO).

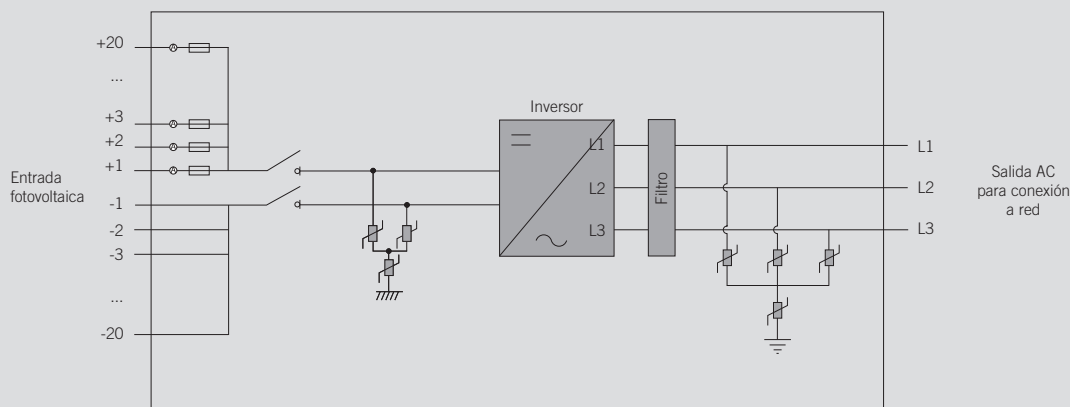
ACCESORIOS OPCIONALES

- Kit de autoconsumo.
- Comunicación RS-485.
- Fusibles DC para el polo negativo.
- Compatibilidad con fuente de alimentación nocturna.

BENEFICIOS

- Mayor densidad de potencia.
- Mayor competitividad gracias a la reducción del gasto en cableado.
- Alta disponibilidad comparada con inversores centrales.
- Elevados índices de eficiencia.
- Fácil mantenimiento.

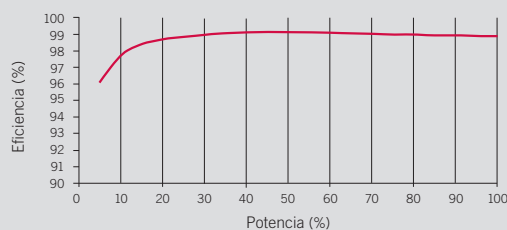
INGECON® SUN 160TL versión PRO



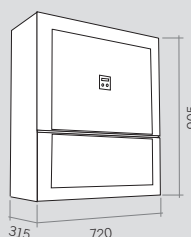
	160TL					
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado	95 - 136 kWp	113 - 162,5 kWp	141 - 203 kWp	148 - 213 kWp	153,5 - 220 kWp	162 - 233,5 kWp
Rango de tensión MPP ⁽¹⁾	576 - 1.250 V	692 - 1.250 V	864 - 1.250 V	908 - 1.250 V	936 - 1.250 V	994 - 1.250 V
Tensión máxima ⁽²⁾	1.500 V					
Corriente máxima ⁽³⁾	168 A					
Corriente de cortocircuito	250 A					
Entradas (STD / PRO)	1 / 20					
MPPT	1					
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal a 25 °C / 40 °C / 50 °C	92,8 kW / 85,9 kW / 83,8 kW	111,4 kW / 103,1 kW / 100,6 kW	139,3 kW / 128,9 kW / 125,8 kW	146,2 kW / 135,3 kW / 132 kW	150,9 kW / 139,6 kW / 136,2 kW	160,1 kW / 148,2 kW / 144,6 kW
Corriente máxima a 25 °C / 40 °C / 50 °C	134 A / 124 A / 121 A					
Tensión nominal	400 V	480 V	600 V	630 V	650 V	690 V
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz					
Tipo de red	IT					
Factor de Potencia	1					
Factor de Potencia ajustable ⁽⁴⁾	Sí. 0 - 1 (capacitivo / inductivo)					
THD ⁽⁵⁾	<3%					
Rendimiento						
Eficiencia máxima	99,1%					
Euroeficiencia	98,7%					
Datos Generales						
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada					
Caudal de aire	570 m³/h					
Consumo en stand-by	20 W					
Consumo nocturno	1 W					
Temperatura de funcionamiento	-25 °C a 60 °C					
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%					
Grado de protección	IP65 / NEMA 4					
Interruptor diferencial	Sí					
Altitud máxima	4.000 m					
Conexión	AC: Máxima sección: 240 mm² (un cable) Conexión DC (PRO): 6 mm² (20 pares de conectores PV-Stick) Permitido el cableado en cobre y aluminio, tanto en DC como en AC					
Marcado	CE					
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-6-4, EN 61000-3-2, EN 61000-3-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, IEC60068-2-1:2007, IEC60068-2-2:20007, IEC60068-2-14:2009, IEC60068-2-30:2005, IEC62116, IEC61683 y EN50530					
Normativa de conexión a red	DIN V VDE V 0126-1-1, Arrêté du 23 avril 2008, EN 50438, EN 50439, EN 50549, CEI 0-21, CEI 0-16 VDE-AR-N 4105:2011-08, G59/3, P.O.12.3, AS4777.2, BDEW, IEC 62116, IEC 61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, Brazilian Grid Code, South African Grid Code, Chilean Grid Code, DEWA 2.0, Jordanian Grid Code, Thailand MEA & PEA requirements					

Notas: ⁽¹⁾ $V_{mpp,min}$ es para condiciones nominales ($V_{ac}=1$ p.u. y Factor de potencia=1). $V_{mpp,min}$ dependerá de la tensión de red (V_{ac}), de acuerdo con esta relación: $V_{mpp,min}=1.44 \cdot V_{ac}$ ⁽²⁾ El inversor no entra en funcionamiento hasta que $V_{dc} < 1.425 V$ ⁽³⁾ La corriente máxima por conector FV es 20 A para la versión PRO ⁽⁴⁾ Rango de ajuste extendido para puntos de trabajo nominales ⁽⁵⁾ Para potencia y tensión AC nominales de acuerdo con la norma IEC 61000-3-4.

Rendimiento INGECON® SUN 160TL [600 Vac] $V_{dc} = 1.075 V$



Dimensiones y pesos (mm)



160TL STD
75 kg.

160TL PRO
78 kg.

Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.
Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 Sarriena (Navarra) - España
Tel.: +34 948 288 000
Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingetteam.com

Ingeteam S.r.l.
Via Emilia Ponente, 232
48014 Castel Bolognese (RA) - Italia
Tel.: +39 0546 651 490
Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingetteam.com

Ingeteam SAS
La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - Francia
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00
Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingetteam.com

Ingeteam INC.
3550 W. Canal St.
Milwaukee, WI 53208 - EEUU
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190
Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingetteam.com

Ingeteam, a.s.
Technologická 371/1
70800 Ostrava - Pustkovec
República Checa
Tel.: +420 59 747 6800
Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingetteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.
Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 Shanghai - China
Tel.: +86 21 65 07 76 36
Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingetteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.
Leibnitz Ext 13 Int 1102, Colonia Anzures
11590 - Miguel Hidalgo
Ciudad de México - México
Tel.: +52 81 8311 4858
Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingetteam.com

Ingeteam Ltda.
Rua Estácio de Sá, 560
Jd. Santa Genebra
13080-010 Campinas/SP - Brasil
Tel.: +55 19 3037 3773
e-mail: brazil@ingetteam.com

Ingeteam Pty Ltd.
Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjiespark
Midrand 1682 - Sudáfrica
Tel.: +2711 314 3190
Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingetteam.com

Ingeteam SpA
Los militares 5890, Torre A, oficina 401
7560742 - Las Condes
Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 29574531
e-mail: chile@ingetteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.
2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5
Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingetteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.
Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Polonia
Tel.: +48 22 821 9930
Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingetteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.
iAccelerate Centre, Building 239
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 429 111 190
e-mail: australia@ingetteam.com

Ingeteam Panama S.A.
Av. Manuel Espinosa Batista,
Ed. Torre Internacional
Business Center, Apto./Local 407
Urb. C45 Bella Vista
Bella Vista - Panamá
Tel.: +50 761 329 467

Ingeteam Service S.R.L.
Bucuresti, Sector 2,
Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7
Cladirea Hermes Business
Campus 1, Birou 236, Etaj 2
Rumania
Tel.: +40 728 993 202

Ingeteam Philippines Inc.
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.
Amorsolo St. corner Rufino St.
1230 Makati
Gran Manila - Filipinas
Tel.: +63 0917 677 6039

Ingeteam Power Technology, S.A.
Level 1, Al Bateen Tower C6 Bahrainah
ADIB Building, Street 34
PO BOX 30010 - Abu Dhabi
Emiratos Árabes Unidos
Tel.: +971 50 125 8244

Ingeteam Vietnam Ltd.
Spaces - 28A Tran Hung Dao Street
Phan Chu Trinh Ward
Hoan Kiem District
Ha Noi City - Vietnam
Tel.: +84 24 71014057
e-mail: vietnam@ingetteam.com

Ingeteam Uruguay, S.A.
Avenida 18 de Julio, 1474, Piso 12
11200, Montevideo - Uruguay
Tel.: +598 934 92064

DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module
JAM72S30 525-550/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

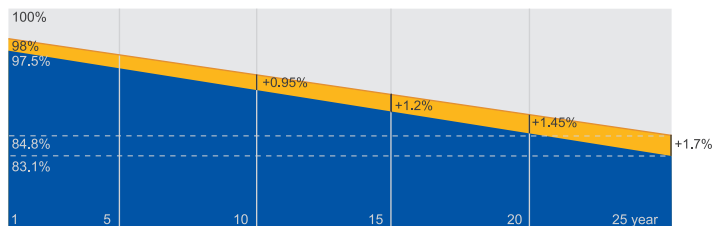


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



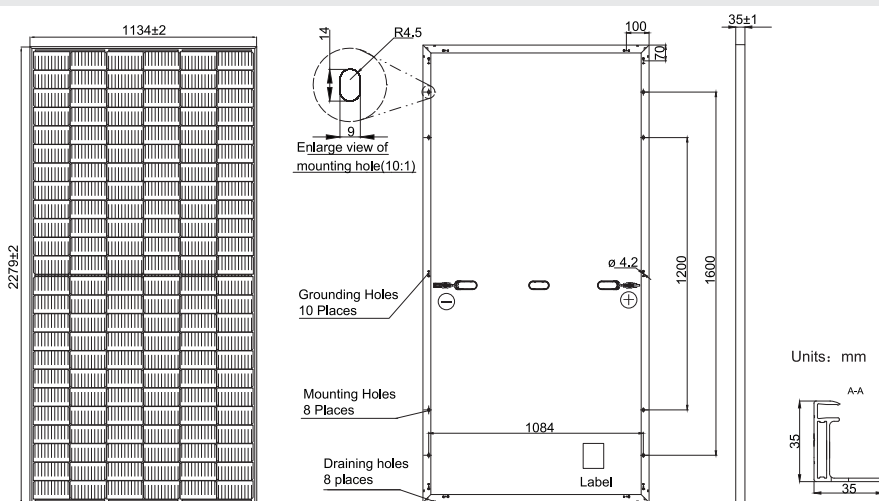
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.6kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144(6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

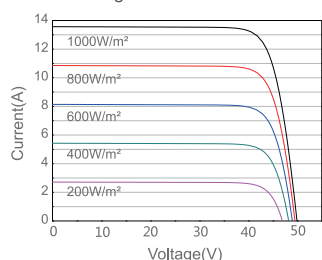
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

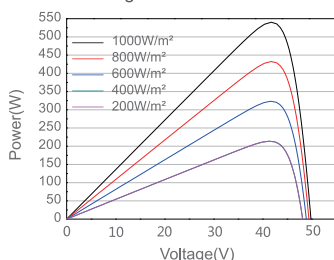
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(P _{max}) [W]	397	401	405	408	412	416	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.36	38.57	38.78	38.99	39.20	39.43	Maximum Series Fuse Rating	25A
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17	Maximum Static Load, Front* Maximum Static Load, Back*	5400Pa(112lb/ft ²) 2400Pa(50lb/ft ²)
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55	NOCT	45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

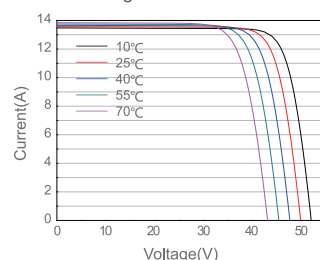
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Autoconsumo Clemson University

Variant: 1500 V_779 kWp

Sheds, single array

System power: 779 kWp

Charleston - USA

Author

LETICIA BRETON (Spain)

**PVsyst V7.2.16**

VC2, Simulation date:
09/07/22 21:44
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

Project summary**Geographical Site**

Charleston
U S A

Situation

Latitude 32.85 °N
Longitude -79.96 °W
Altitude 0 m
Time zone UTC-5

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Charleston
NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2020 - TMY

System summary**Grid-Connected System**

Simulation for year no 1

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 20 / -40 °

Sheds, single array**Near Shadings**

According to strings
Electrical effect 100 %

User's needs

Ext. defined as file
Onehour_20210101_20211231-ZGEC (4).csv

System information**PV Array**

Nb. of modules 1470 units
Pnom total 779 kWp

Inverters

Nb. of units 5 units
Pnom total 745 kWac
Pnom ratio 1.046

Results summary

Produced Energy	1157 MWh/year	Specific production	1485 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.27 %
Used Energy	1089 MWh/year			Solar Fraction SF	38.32 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:
09/07/22 21:44
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 20 / -40 °

Horizon

Average Height 1.5 °

Sheds, single array

Sheds configuration

Nb. of sheds 8 units

Single array

Sizes

Sheds spacing 11.5 m

Collector width 6.87 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 59.8 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

Shading limit angle

Limit profile angle 25.2 °

Near Shadings

According to strings

Electrical effect 100 %

Models used

Transposition Perez

Diffuse Imported

Circumsolar separate

User's needs

Ext. defined as file

Onehour_20210101_20211231-ZGEC (4).csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
105416	94876	80755	70208	82544	98747	105779	107827	97949	84847	79795	79763	1088504	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp

Number of PV modules 1470 units

Nominal (STC) 779 kWp

Modules 49 Strings x 30 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 712 kWp

U mpp 1114 V

I mpp 639 A

Total PV power

Nominal (STC) 779 kWp

Total 1470 modules

Module area 3799 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

Ingecon Sun 160TL 690V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 149 kWac

Number of inverters 5 units

Total power 745 kWac

Operating voltage 994-1250 V

Max. power (=>25°C) 160 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.05

Total inverter power

Total power 745 kWac

Number of inverters 5 units

Pnom ratio 1.05

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 23 mΩ

Loss Fraction 1.2 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.2 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**PVsyst V7.2.16**

VC2, Simulation date:
09/07/22 21:44
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

Array losses**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.25 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 690 Vac tri
Loss Fraction 0.00 % at STC

Inverter: Ingecon Sun 160TL 690V

Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 50 mm²
Average wires length 0 m



PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:
09/07/22 21:44
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=32°51'17", Long=-79°57'32", Alt=4m

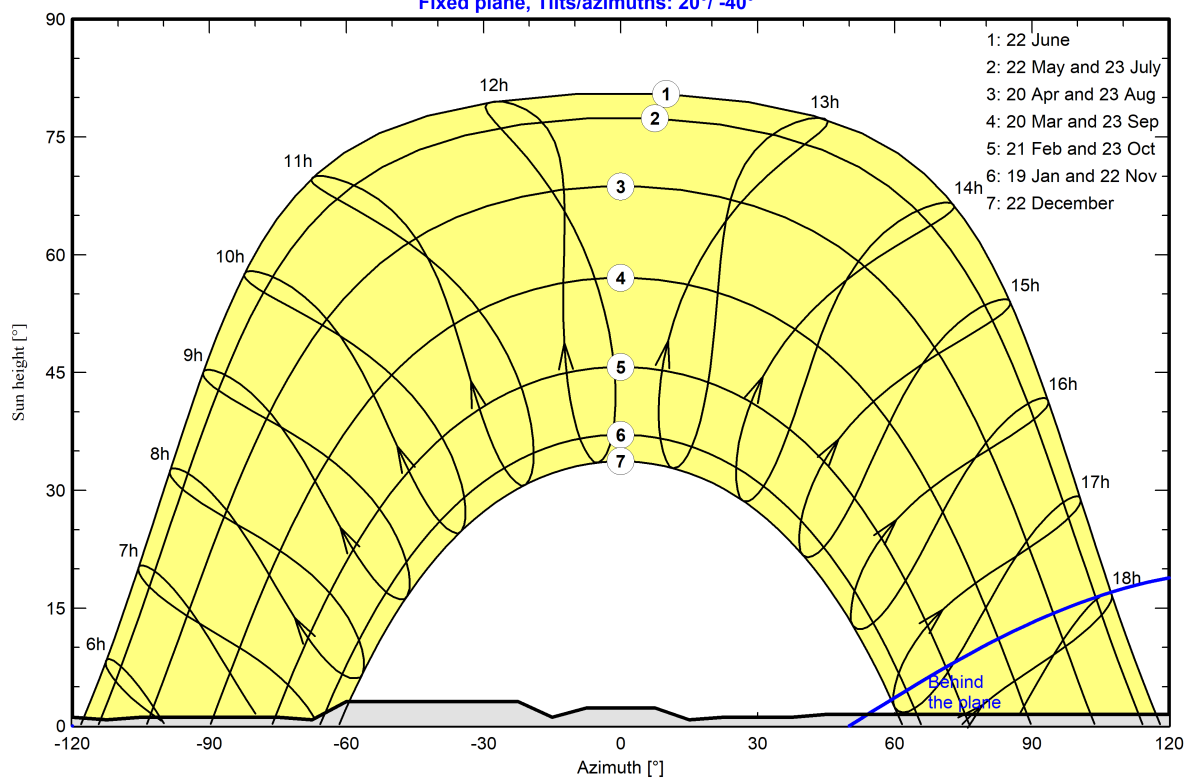
Average Height	1.5 °	Albedo Factor	0.89
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-158	-143	-120	-113	-105	-75	-68	-60	-23
Height [°]	0.8	1.1	0.4	1.1	1.1	0.8	1.1	1.1	0.8	3.1	3.1
Azimuth [°]	-15	-8	8	15	23	38	45	158	165	173	180
Height [°]	1.1	2.3	2.3	0.8	1.1	1.1	1.5	1.5	0.0	0.0	0.8

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/-40°



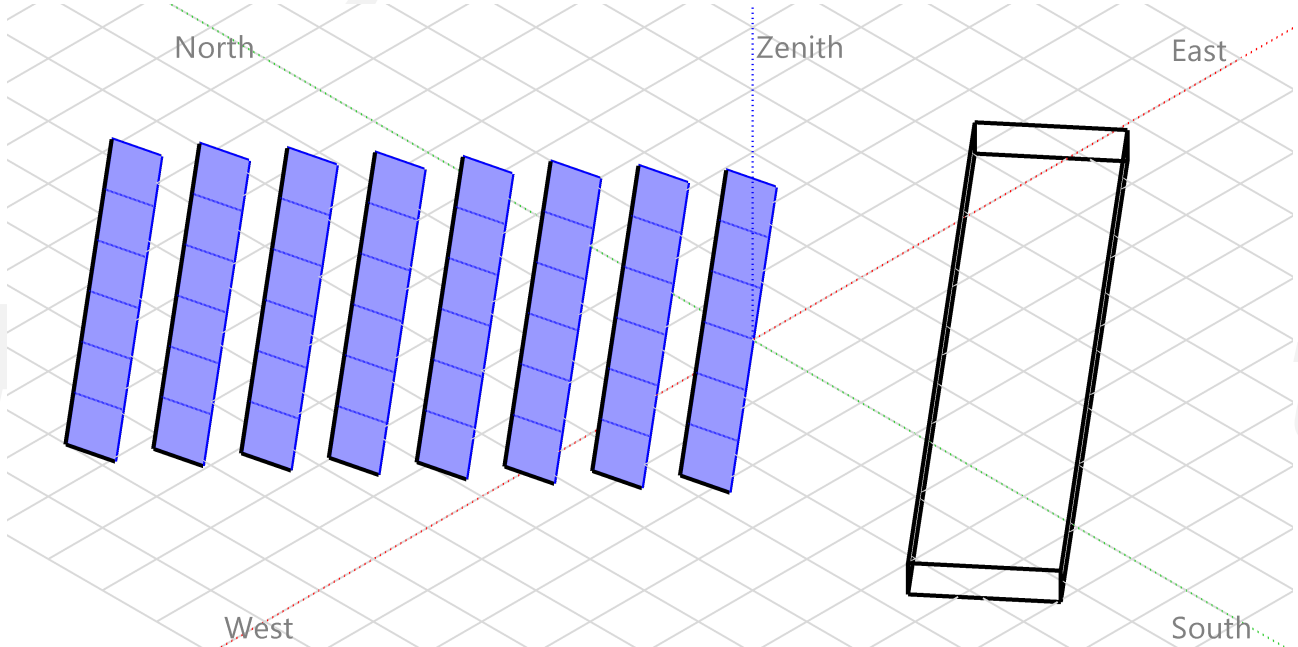


PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:
09/07/22 21:44
with v7.2.16

Near shadings parameter

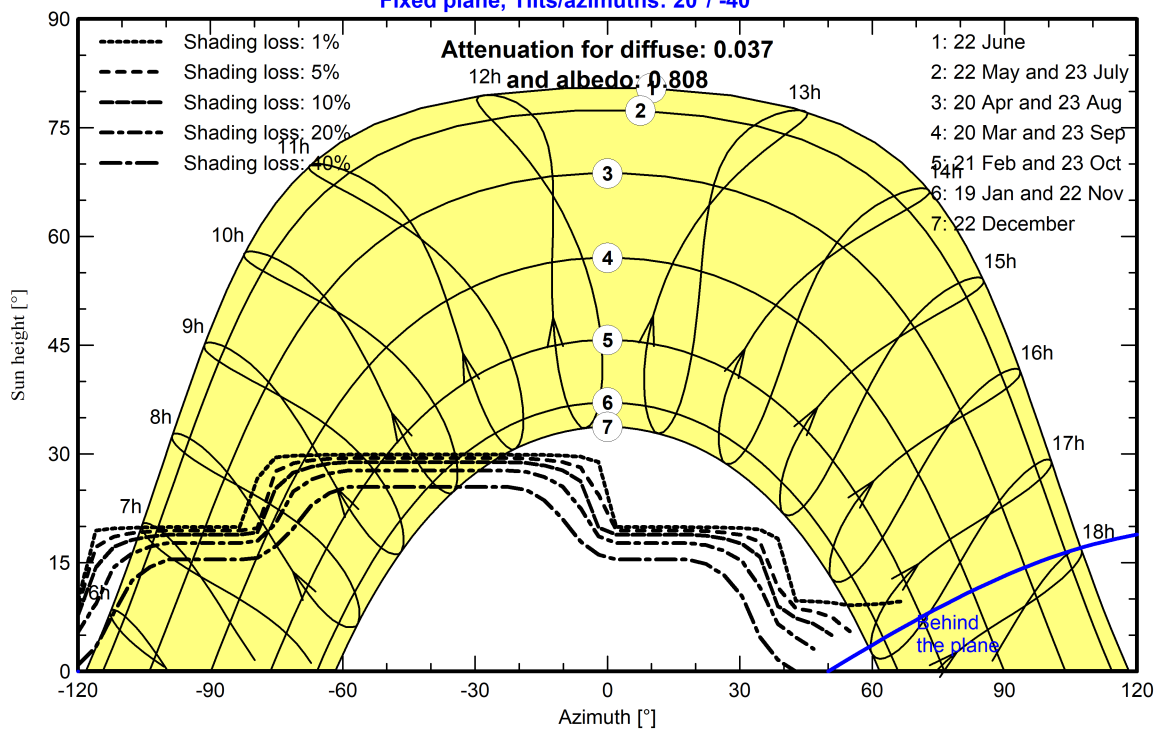
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/-40°



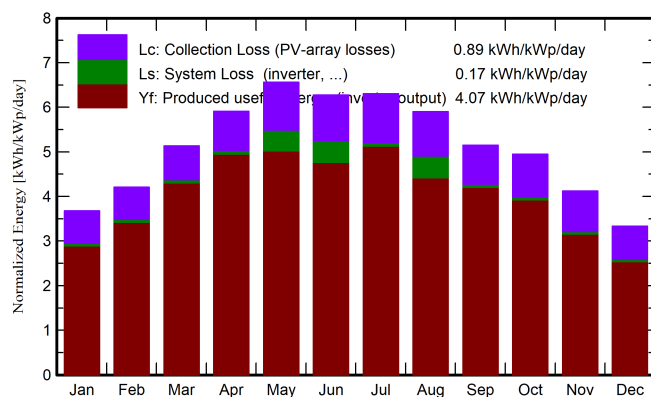


Main results

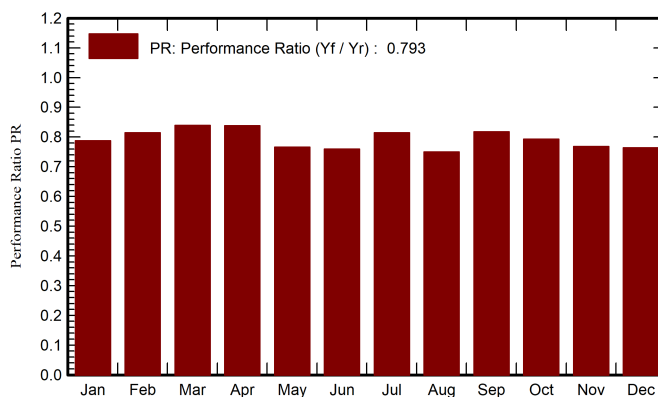
System Production

Produced Energy	1157 MWh/year	Specific production	1485 kWh/kWp/year
Used Energy	1089 MWh/year	Performance Ratio PR	79.27 %
		Solar Fraction SF	38.32 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	89.4	28.68	8.85	114.1	104.8	71.3	105.4	29.27	40.74	76.15
February	99.1	33.05	9.64	117.9	109.3	76.1	94.9	30.65	44.09	64.22
March	144.2	50.95	13.57	159.1	150.2	105.8	80.8	31.26	72.75	49.49
April	171.9	62.87	17.69	177.3	167.6	117.8	70.2	31.50	84.32	38.70
May	207.0	69.31	21.99	203.4	192.7	132.7	82.5	37.17	84.20	45.38
June	194.8	83.93	25.13	188.2	177.9	122.9	98.7	43.49	67.94	55.26
July	198.0	84.61	27.74	195.5	185.2	126.0	105.8	49.03	74.92	56.75
August	179.7	69.41	25.79	183.0	173.0	118.6	107.8	43.13	63.79	64.69
September	143.2	56.21	22.94	154.4	145.1	100.1	97.9	39.47	58.94	58.47
October	131.6	39.75	19.81	153.4	143.6	96.5	84.8	31.75	63.08	53.09
November	97.6	32.15	15.61	123.6	112.9	75.2	79.8	27.71	46.26	52.08
December	78.9	25.99	12.73	103.4	93.9	62.6	79.8	22.71	38.75	57.05
Year	1735.4	636.91	18.51	1873.2	1756.3	1205.7	1088.5	417.16	739.79	671.34

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid

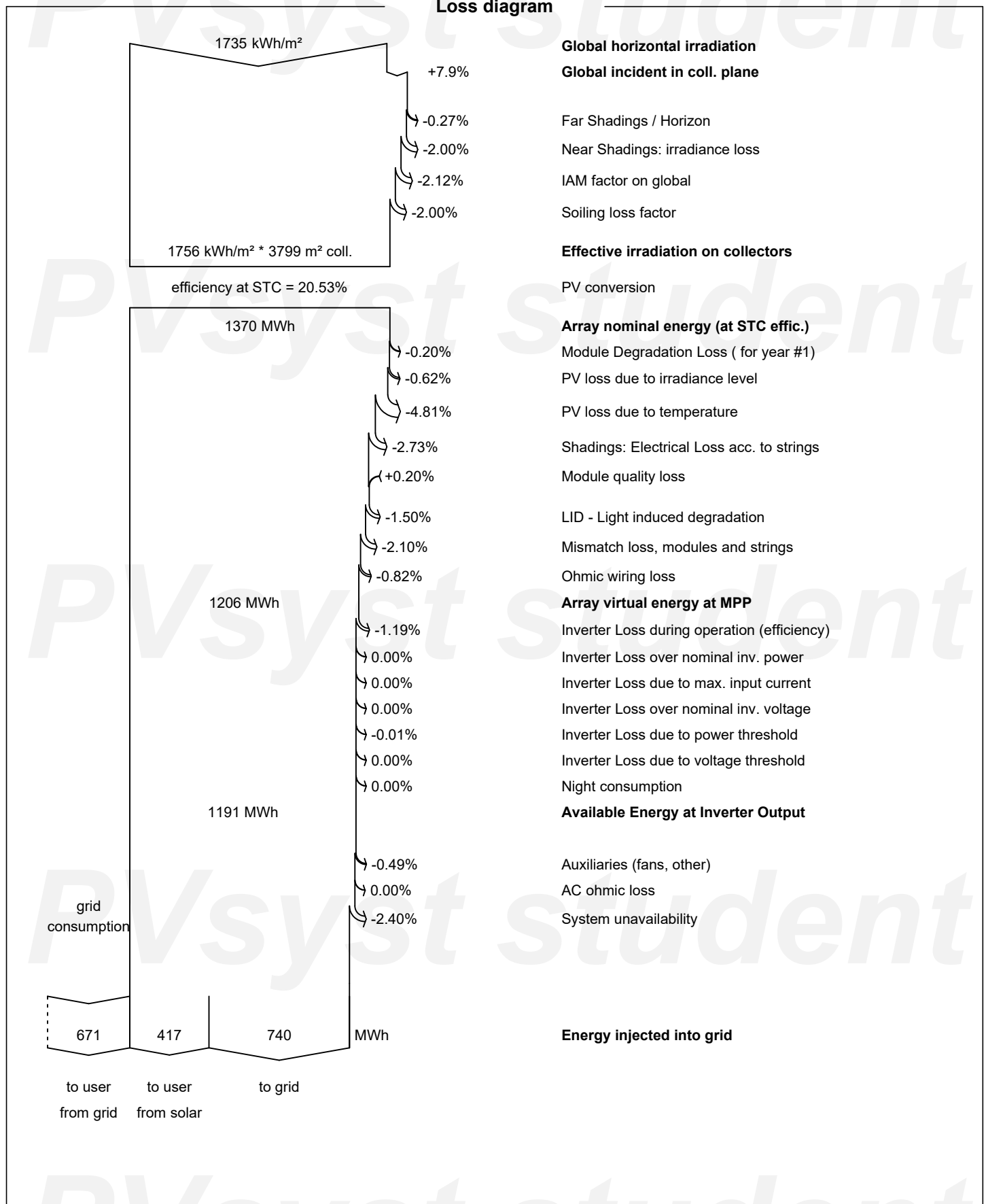


PVsyst V7.2.16

VC2, Simulation date:
09/07/22 21:44
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

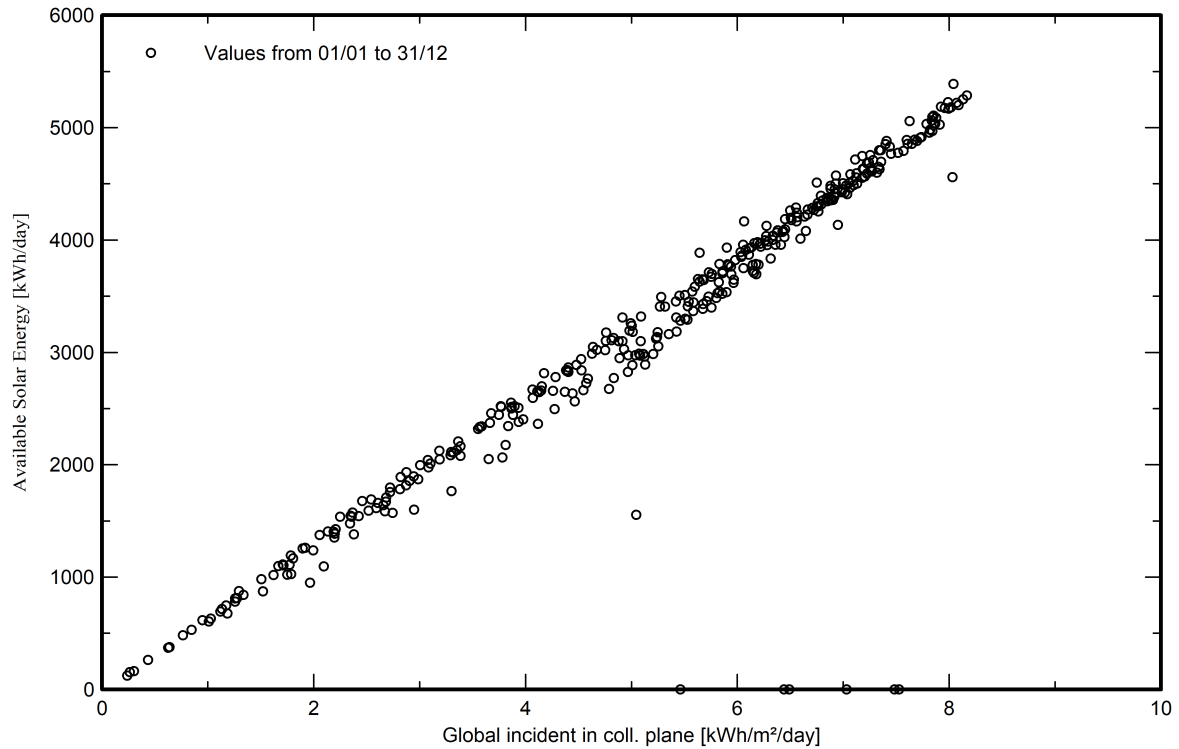
Loss diagram



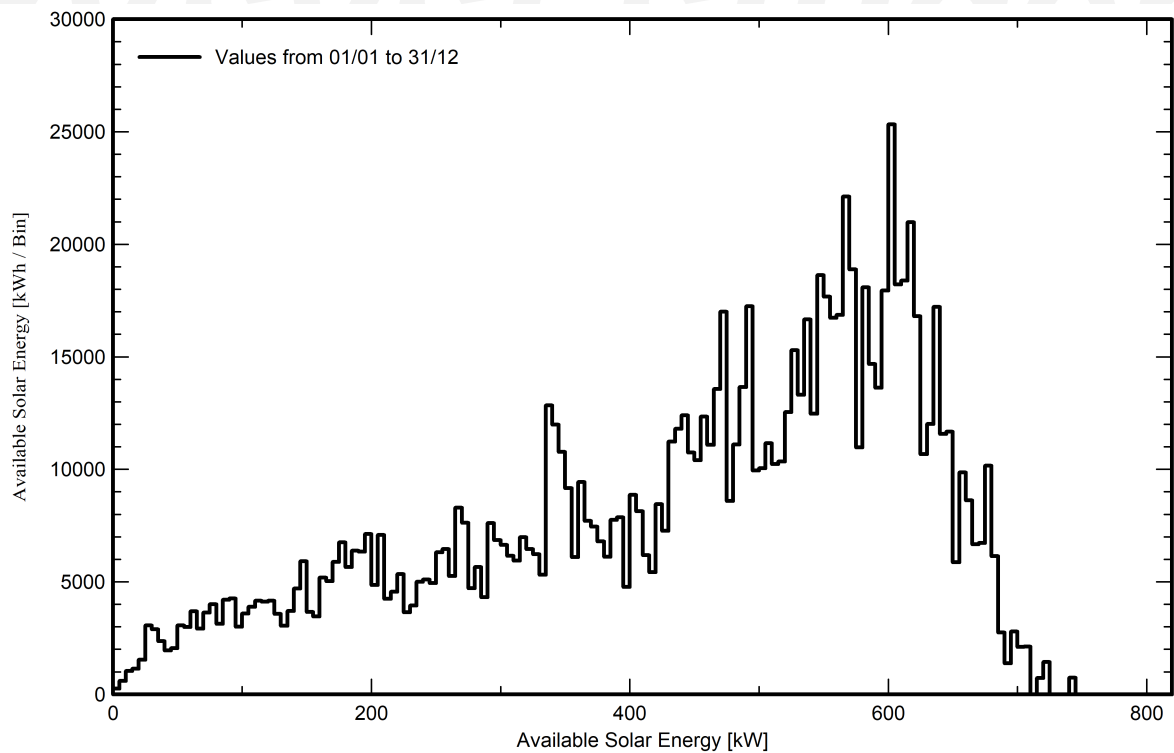


Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



System Output Power Distribution



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Autoconsumo Clemson University

Variant: 1500 V_588 kWp

Sheds, single array

System power: 588 kWp

Charleston - EE.UU.

Author

LETICIA BRETON (Spain)

**PVsyst V7.2.16**

VC3, Simulation date:
09/07/22 21:45
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

Project summary**Geographical Site**

Charleston
E E. U U.

Situation

Latitude 32.85 °N
Longitude -79.96 °W
Altitude 0 m
Time zone UTC-5

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Charleston
NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2020 - TMY

System summary**Grid-Connected System**

Simulation for year no 1

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 20 / -40 °

Sheds, single array**Near Shadings**

According to strings
Electrical effect 100 %

User's needs

Ext. defined as file
Onehour_20210101_20211231-ZGEC (4).csv

System information**PV Array**

Nb. of modules 1110 units
Pnom total 588 kWp

Inverters

Nb. of units 4 units
Pnom total 564 kWac
Pnom ratio 1.043

Results summary

Produced Energy	880.7 MWh/year	Specific production	1497 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.92 %
Used Energy	1088.5 MWh/year			Solar Fraction SF	36.54 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



PVsyst V7.2.16

VC3, Simulation date:
09/07/22 21:45
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 20 / -40 °

Horizon

Average Height 1.5 °

Sheds, single array

Sheds configuration

Nb. of sheds 8 units

Single array

Sizes

Sheds spacing 11.5 m

Collector width 6.87 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 59.8 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

Shading limit angle

Limit profile angle 25.2 °

Near Shadings

According to strings

Electrical effect 100 %

Models used

Transposition Perez

Diffuse Imported

Circumsolar separate

User's needs

Ext. defined as file

Onehour_20210101_20211231-ZGEC (4).csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
105416	94876	80755	70208	82544	98747	105779	107827	97949	84847	79795	79763	1088504	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Model

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

Number of PV modules

Nominal (STC)

Modules

At operating cond. (50°C)

Pmpp

U mpp

I mpp

Total PV power

Nominal (STC)

Total

Module area

Generic

JAM72-S30-530-MR

530 Wp

1110 units

588 kWp

37 Strings x 30 In series

537 kWp

1114 V

482 A

588 kWp

1110 modules

2869 m²

Inverter

Manufacturer

Model

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

Number of inverters

Total power

Operating voltage

Max. power (=>25°C)

Pnom ratio (DC:AC)

Generic

Ingecon Sun 160TL 650V

141 kWac

4 units

564 kWac

936-1250 V

151 kWac

1.04

Total inverter power

Total power

Number of inverters

Pnom ratio

564 kWac

4 units

1.04

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 30 mΩ

Loss Fraction 1.2 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.2 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**PVsyst V7.2.16**

VC3, Simulation date:
09/07/22 21:45
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

Array losses**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.25 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 650 Vac tri
Loss Fraction 0.00 % at STC

Inverter: Ingecon Sun 160TL 650V

Wire section (4 Inv.) Copper 4 x 3 x 50 mm²
Average wires length 0 m



PVsyst V7.2.16

VC3, Simulation date:
09/07/22 21:45
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=32°51'17", Long=-79°57'32", Alt=4m

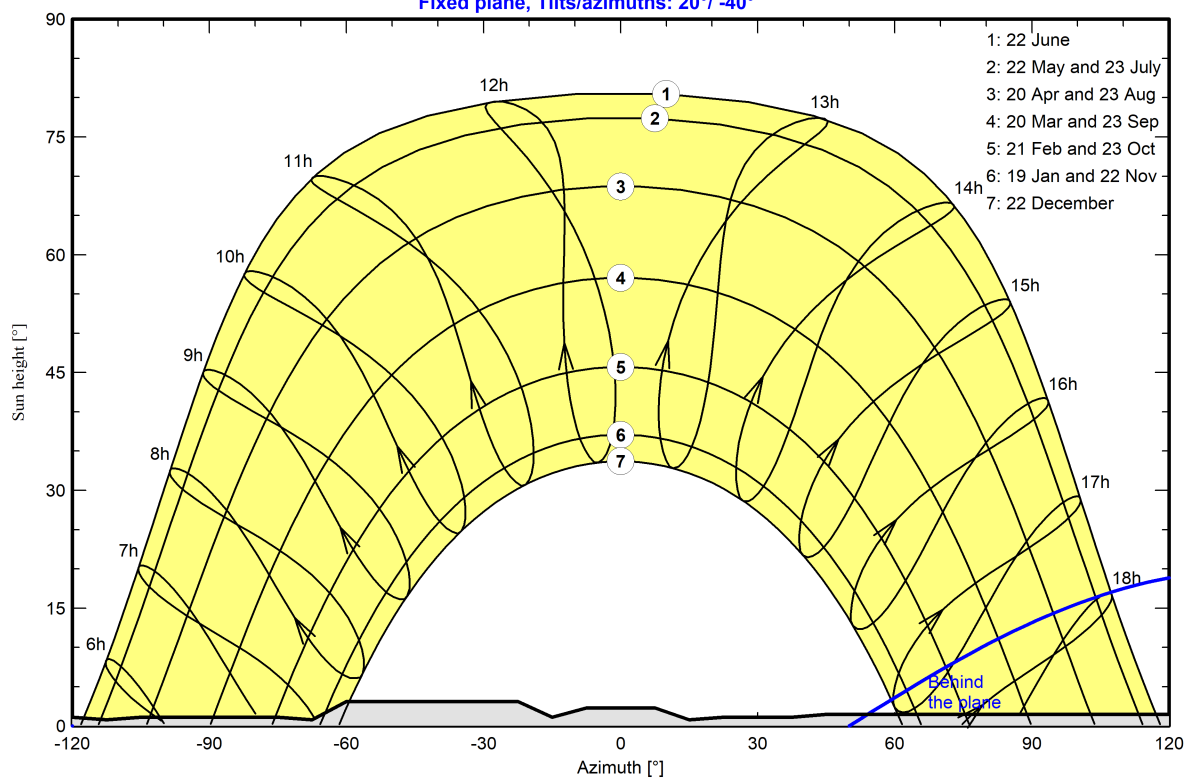
Average Height	1.5 °	Albedo Factor	0.89
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-158	-143	-120	-113	-105	-75	-68	-60	-23
Height [°]	0.8	1.1	0.4	1.1	1.1	0.8	1.1	1.1	0.8	3.1	3.1
Azimuth [°]	-15	-8	8	15	23	38	45	158	165	173	180
Height [°]	1.1	2.3	2.3	0.8	1.1	1.1	1.5	1.5	0.0	0.0	0.8

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/-40°



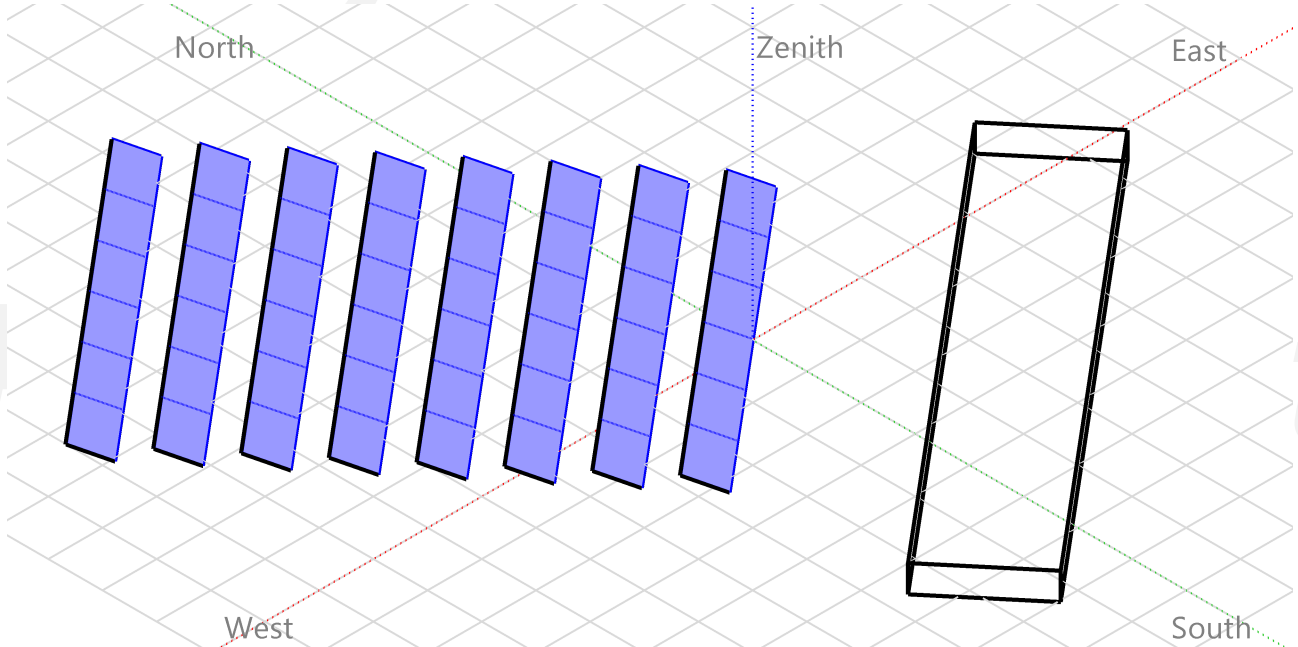


PVsyst V7.2.16

VC3, Simulation date:
09/07/22 21:45
with v7.2.16

Near shadings parameter

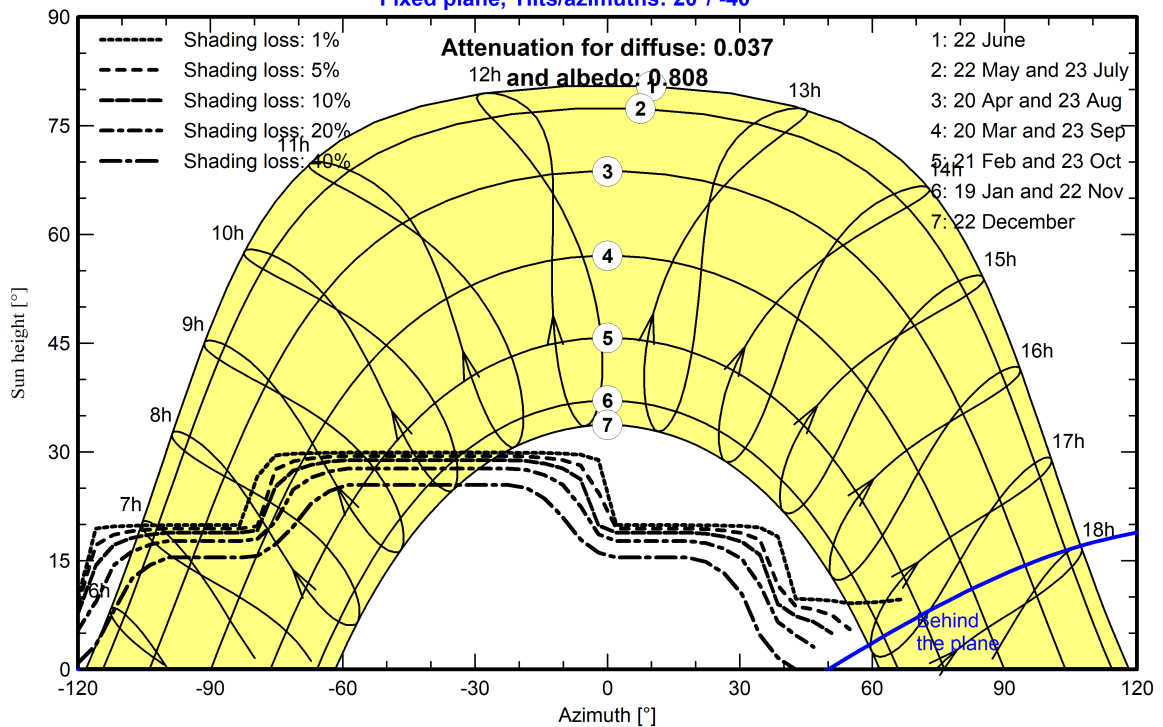
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/-40°





PVsyst V7.2.16

VC3, Simulation date:
09/07/22 21:45
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

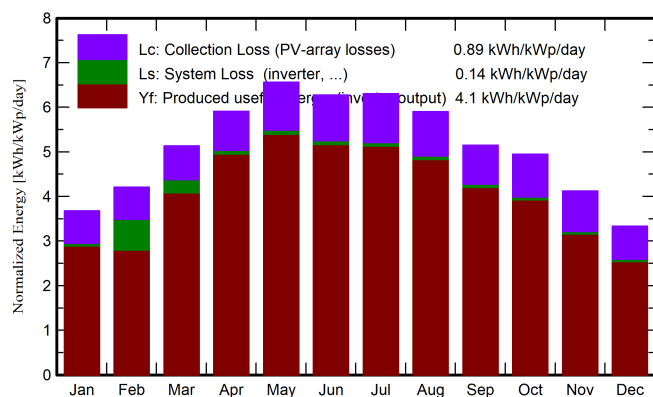
Main results

System Production

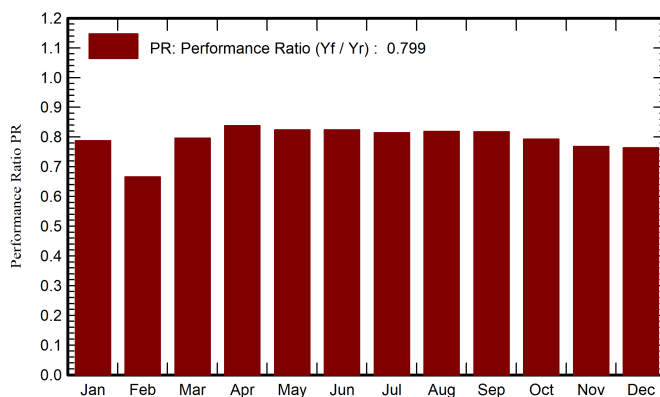
Produced Energy 880.7 MWh/year
Used Energy 1088.5 MWh/year

Specific production 1497 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 79.92 %
Solar Fraction SF 36.54 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	89.4	28.68	8.85	114.1	104.8	53.8	105.4	26.61	26.25	78.81
February	99.1	33.05	9.64	117.9	109.3	57.5	94.9	24.30	21.89	70.58
March	144.2	50.95	13.57	159.1	150.2	79.9	80.8	27.02	47.49	53.74
April	171.9	62.87	17.69	177.3	167.6	89.0	70.2	30.39	57.07	39.82
May	207.0	69.31	21.99	203.4	192.7	100.2	82.5	38.69	59.86	43.86
June	194.8	83.93	25.13	188.2	177.9	92.8	98.7	45.41	45.85	53.34
July	198.0	84.61	27.74	195.5	185.2	95.1	105.8	46.84	46.77	58.94
August	179.7	69.41	25.79	183.0	173.0	89.6	107.8	44.56	43.53	63.27
September	143.2	56.21	22.94	154.4	145.1	75.6	97.9	37.12	37.20	60.83
October	131.6	39.75	19.81	153.4	143.6	72.9	84.8	30.07	41.54	54.77
November	97.6	32.15	15.61	123.6	112.9	56.8	79.8	25.88	29.98	53.91
December	78.9	25.99	12.73	103.4	93.9	47.3	79.8	20.92	25.49	58.84
Year	1735.4	636.91	18.51	1873.2	1756.3	910.4	1088.5	397.79	482.92	690.72

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_User Energy supplied to the user
E_Solar Energy from the sun
E_Grid Energy injected into grid
EFrGrid Energy from the grid

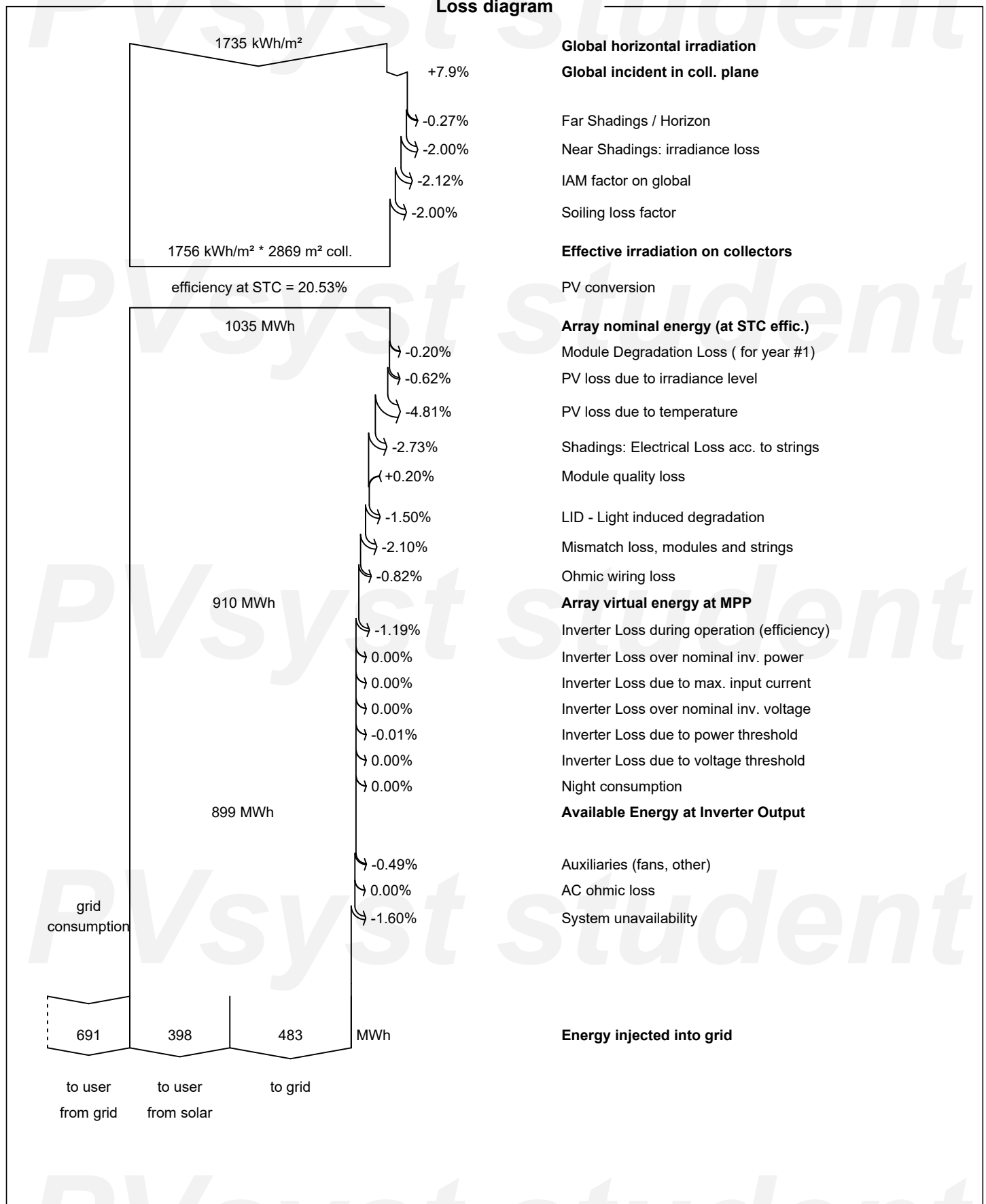


PVsyst V7.2.16

VC3, Simulation date:
09/07/22 21:45
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

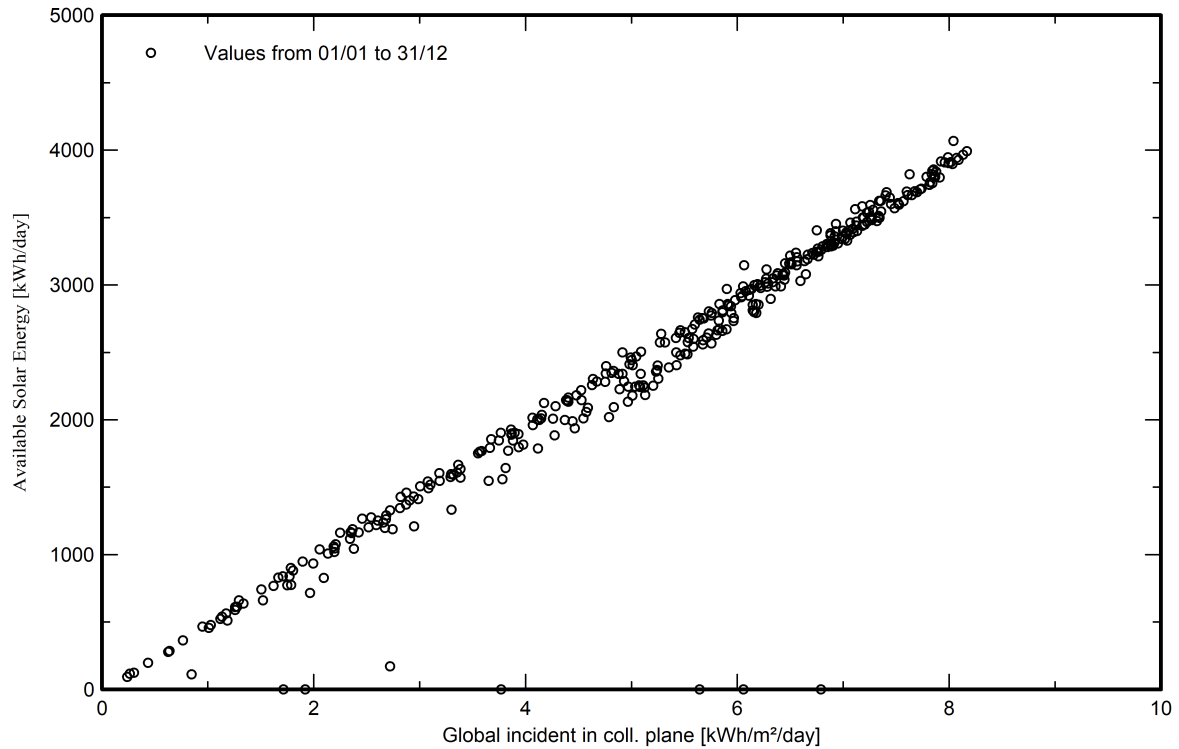
Loss diagram



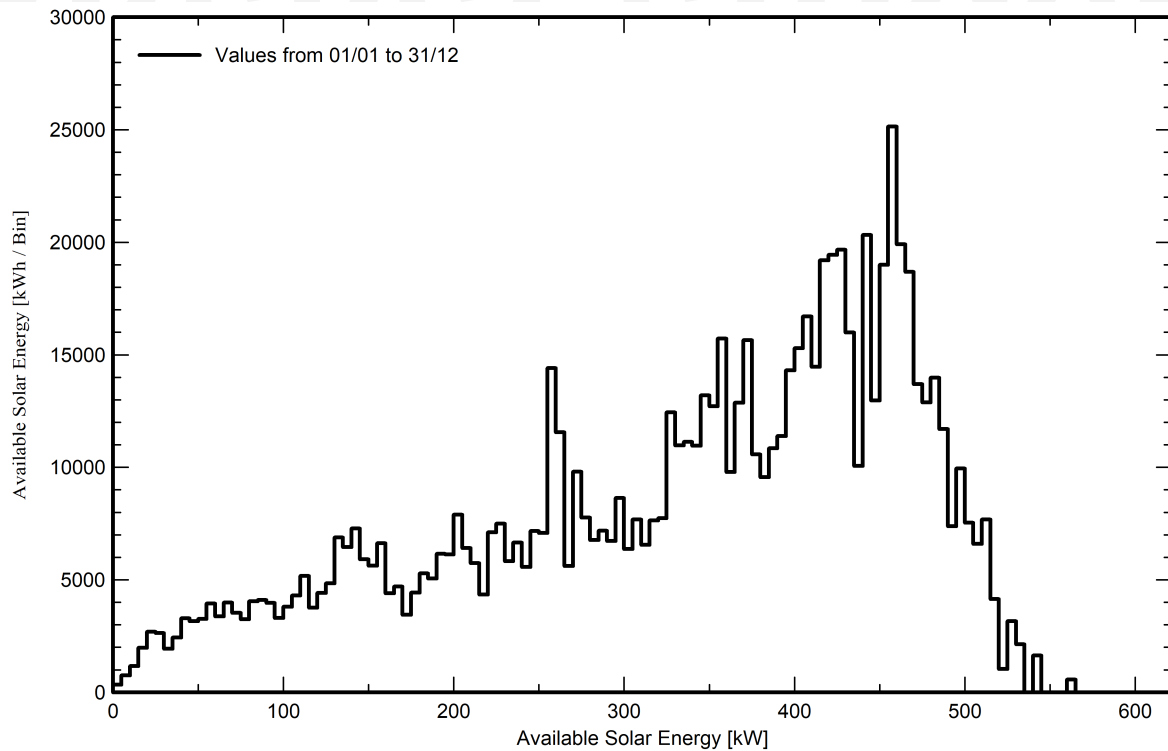


Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



System Output Power Distribution



PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Autoconsumo Clemson University

Variant: 1500 V_382 kWp

Sheds, single array

System power: 382 kWp

Charleston - EE.UU.

Author

LETICIA BRETON (Spain)

**PVsyst V7.2.16**

VC5, Simulation date:
09/07/22 21:46
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

Project summary**Geographical Site**

Charleston
E E. U U.

Situation

Latitude 32.85 °N
Longitude -79.96 °W
Altitude 0 m
Time zone UTC-5

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Charleston
NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2020 - TMY

System summary**Grid-Connected System**

Simulation for year no 1

PV Field Orientation

Fixed plane
Tilt/Azimuth 20 / -40 °

Sheds, single array**Near Shadings**

According to strings
Electrical effect 100 %

User's needs

Ext. defined as file
Onehour_20210101_20211231-ZGEC (4).csv

System information**PV Array**

Nb. of modules 720 units
Pnom total 382 kWp

Inverters

Nb. of units 3 units
Pnom total 312 kWac
Pnom ratio 1.223

Results summary

Produced Energy	566.5 MWh/year	Specific production	1484 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.24 %
Used Energy	1088.5 MWh/year			Solar Fraction SF	32.47 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Special graphs	9



PVsyst V7.2.16

VC5, Simulation date:
09/07/22 21:46
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 20 / -40 °

Horizon

Average Height 1.5 °

Sheds, single array

Sheds configuration

Nb. of sheds 8 units

Single array

Sizes

Sheds spacing 11.5 m

Collector width 6.87 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 59.8 %

Top inactive band 0.02 m

Bottom inactive band 0.02 m

Shading limit angle

Limit profile angle 25.2 °

Near Shadings

According to strings

Electrical effect 100 %

Models used

Transposition Perez

Diffuse Imported

Circumsolar separate

User's needs

Ext. defined as file

Onehour_20210101_20211231-ZGEC (4).csv

Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year	
105416	94876	80755	70208	82544	98747	105779	107827	97949	84847	79795	79763	1088504	kWh

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Generic

Model

JAM72-S30-530-MR

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 530 Wp

Number of PV modules 720 units

Nominal (STC) 382 kWp

Modules 24 Strings x 30 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 349 kWp

U mpp 1114 V

I mpp 313 A

Total PV power

Nominal (STC) 382 kWp

Total 720 modules

Module area 1861 m²

Inverter

Manufacturer

Generic

Model

Ingecon Sun 160TL 480V

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 104 kWac

Number of inverters 3 units

Total power 312 kWac

Operating voltage 692-1250 V

Max. power (=>25°C) 111 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.22

Total inverter power

Total power 312 kWac

Number of inverters 3 units

Pnom ratio 1.22

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²KUv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 39 mΩ

Loss Fraction 1.0 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.5 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.2 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

**PVsyst V7.2.16**

VC5, Simulation date:
09/07/22 21:46
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

Array losses**Strings Mismatch loss**

Loss Fraction 0.1 %

Module average degradation

Year no 1
Loss factor 0.4 %/year

Mismatch due to degradation

Imp RMS dispersion 0.25 %/year
Vmp RMS dispersion 0 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel, AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses**Unavailability of the system**

Time fraction 2.0 %
7.3 days,
3 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 480 Vac tri
Loss Fraction 0.00 % at STC

Inverter: Ingecon Sun 160TL 480V

Wire section (3 Inv.) Copper 3 x 3 x 50 mm²
Average wires length 0 m



PVsyst V7.2.16

VC5, Simulation date:
09/07/22 21:46
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

Horizon definition

Horizon from PVGIS website API, Lat=32°51'17", Long=-79°57'32", Alt=4m

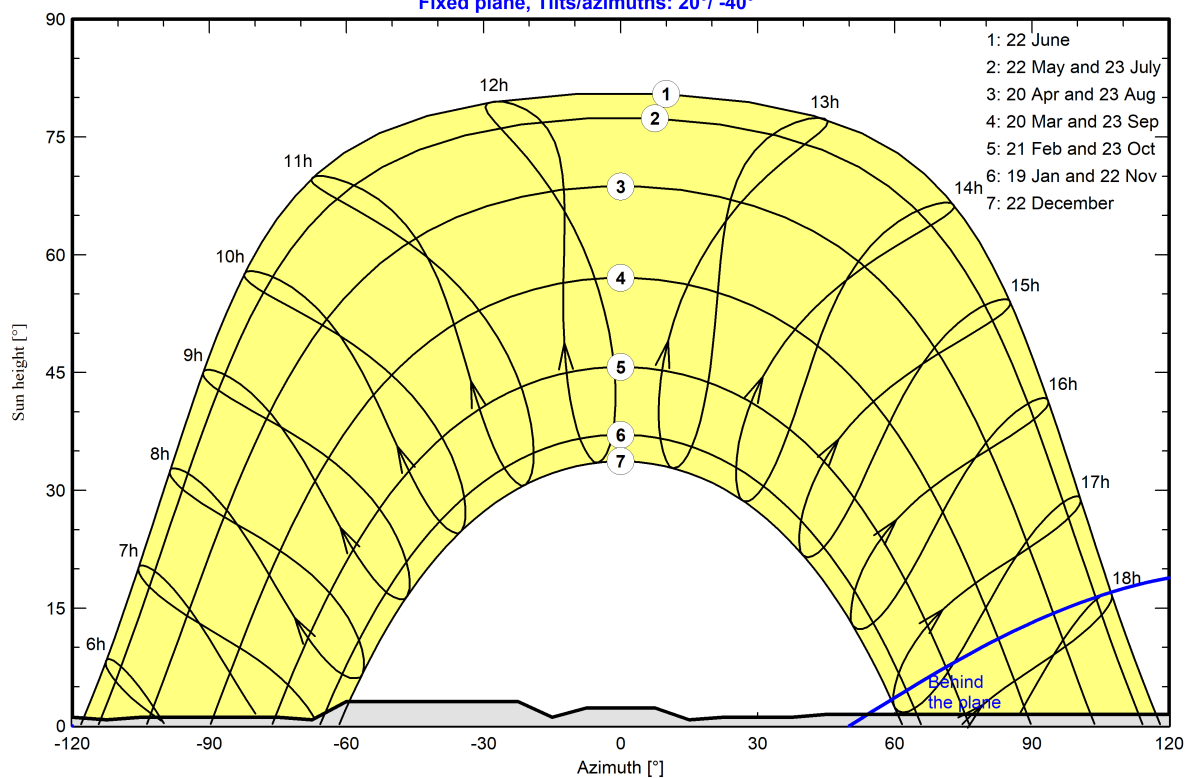
Average Height	1.5 °	Albedo Factor	0.89
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

Horizon profile

Azimuth [°]	-180	-173	-158	-143	-120	-113	-105	-75	-68	-60	-23
Height [°]	0.8	1.1	0.4	1.1	1.1	0.8	1.1	1.1	0.8	3.1	3.1
Azimuth [°]	-15	-8	8	15	23	38	45	158	165	173	180
Height [°]	1.1	2.3	2.3	0.8	1.1	1.1	1.5	1.5	0.0	0.0	0.8

Sun Paths (Height / Azimuth diagram)

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/-40°



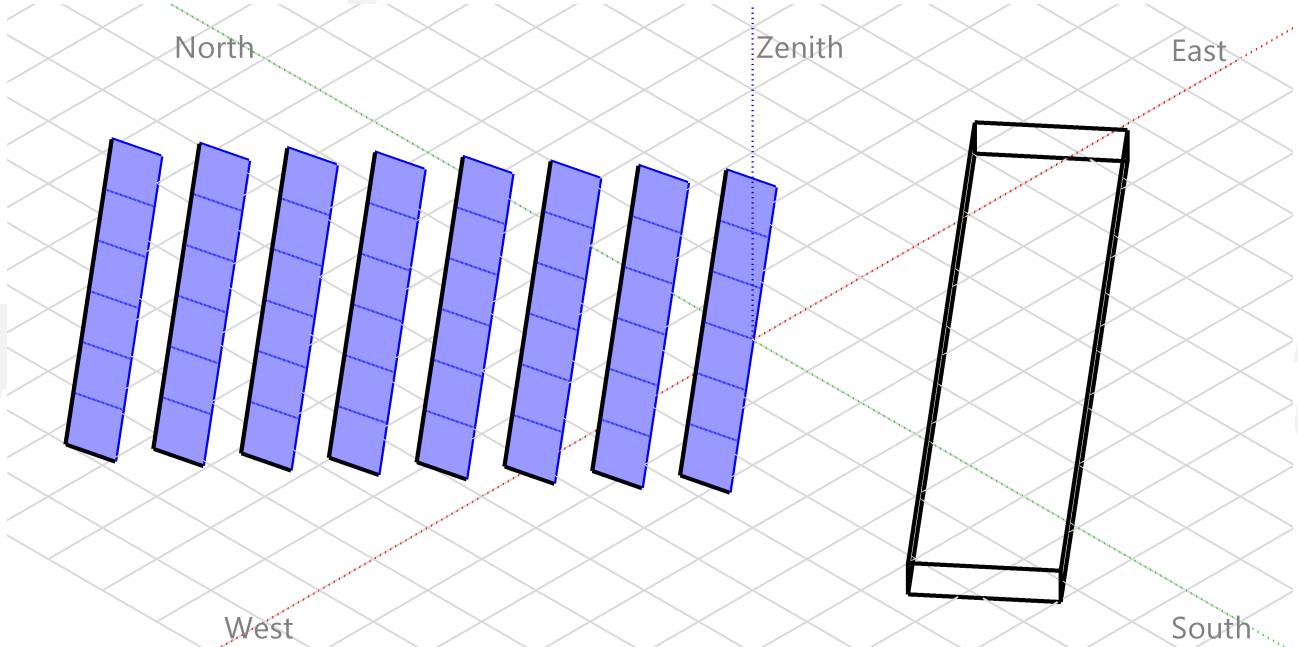


PVsyst V7.2.16

VC5, Simulation date:
09/07/22 21:46
with v7.2.16

Near shadings parameter

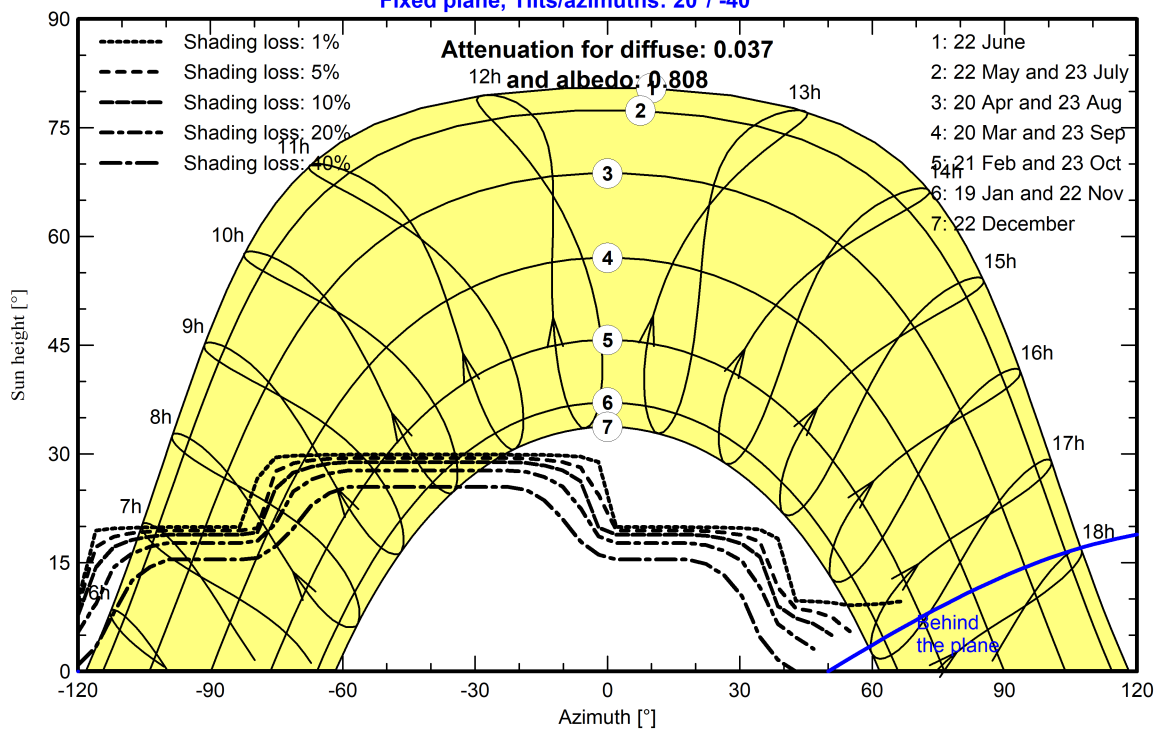
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 20°/-40°





PVsyst V7.2.16

VC5, Simulation date:
09/07/22 21:46
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

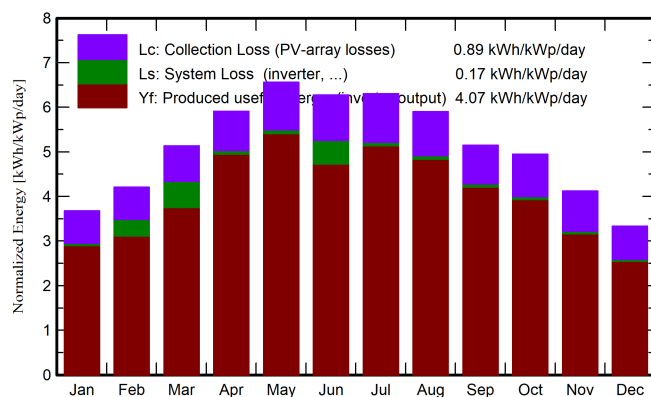
Main results

System Production

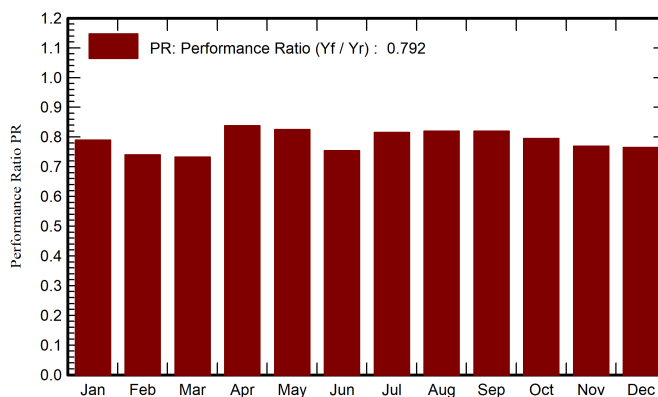
Produced Energy 566.5 MWh/year
Used Energy 1088.5 MWh/year

Specific production 1484 kWh/kWp/year
Performance Ratio PR 79.24 %
Solar Fraction SF 32.47 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
January	89.4	28.68	8.85	114.1	104.8	34.95	105.4	22.75	11.62	82.67
February	99.1	33.05	9.64	117.9	109.3	37.32	94.9	22.20	11.09	72.67
March	144.2	50.95	13.57	159.1	150.2	51.44	80.8	23.76	20.70	57.00
April	171.9	62.87	17.69	177.3	167.6	57.63	70.2	28.19	28.51	42.02
May	207.0	69.31	21.99	203.4	192.7	65.08	82.5	35.63	28.40	46.91
June	194.8	83.93	25.13	188.2	177.9	60.27	98.7	37.16	17.00	61.58
July	198.0	84.61	27.74	195.5	185.2	61.80	105.8	42.48	18.36	63.30
August	179.7	69.41	25.79	183.0	173.0	58.19	107.8	40.59	16.67	67.23
September	143.2	56.21	22.94	154.4	145.1	49.09	97.9	32.88	15.43	65.07
October	131.6	39.75	19.81	153.4	143.6	47.32	84.8	26.94	19.61	57.90
November	97.6	32.15	15.61	123.6	112.9	36.90	79.8	22.64	13.66	57.16
December	78.9	25.99	12.73	103.4	93.9	30.71	79.8	18.16	12.01	61.60
Year	1735.4	636.91	18.51	1873.2	1756.3	590.70	1088.5	353.40	213.05	735.11

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation
DiffHor Horizontal diffuse irradiation
T_Amb Ambient Temperature
GlobInc Global incident in coll. plane
GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array
E_User Energy supplied to the user
E_Solar Energy from the sun
E_Grid Energy injected into grid
EFrGrid Energy from the grid

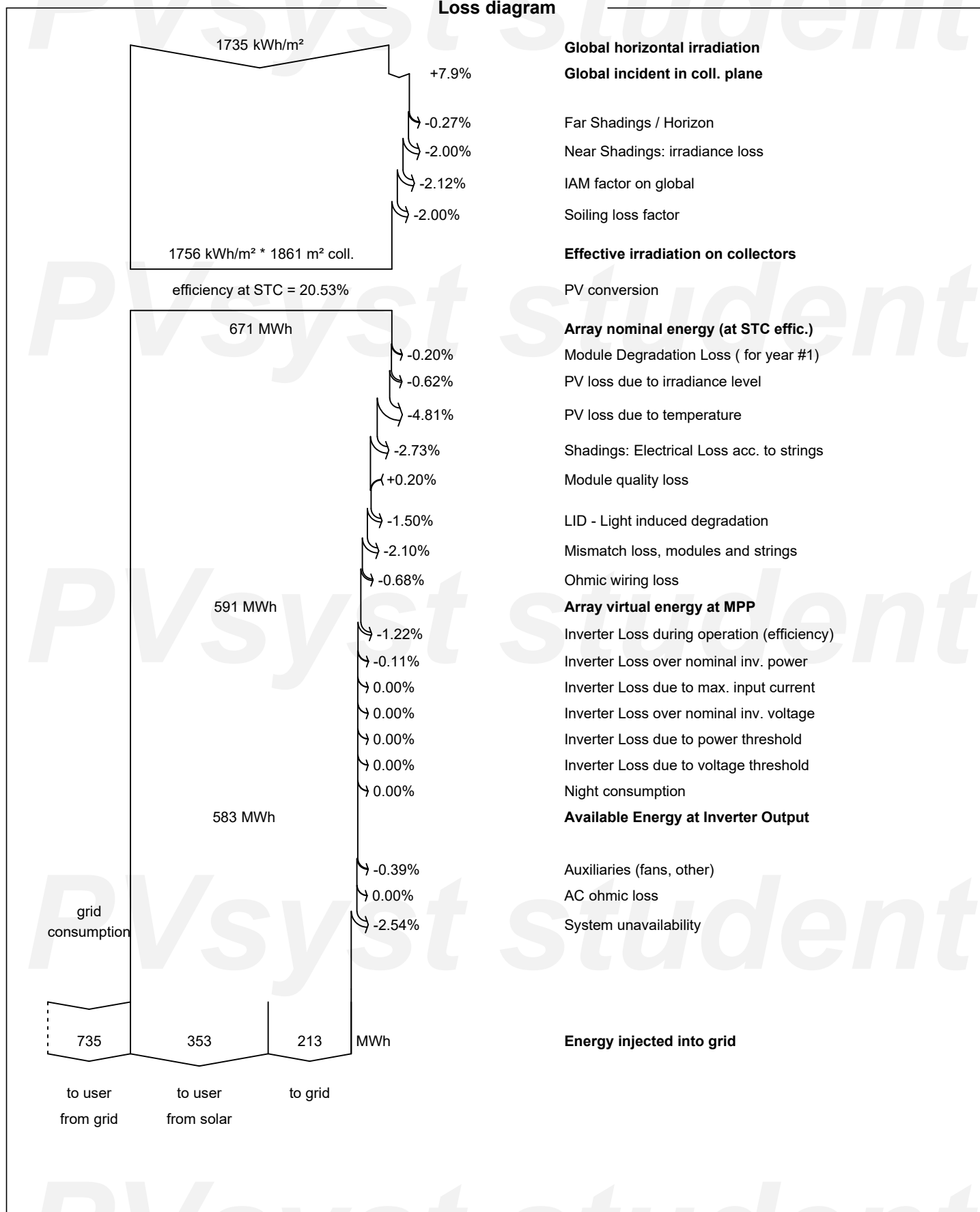


PVsyst V7.2.16

VC5, Simulation date:
09/07/22 21:46
with v7.2.16

LETICIA BRETON (Spain)

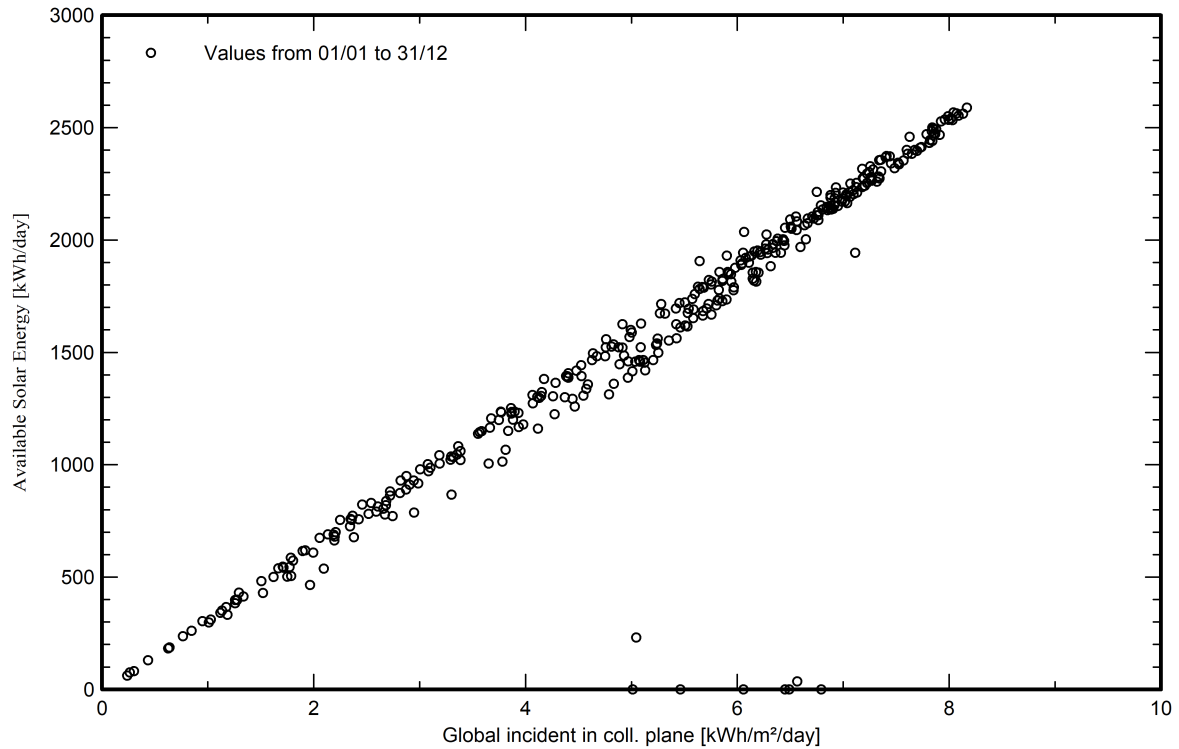
Loss diagram





Special graphs

Diagrama entrada/salida diaria



System Output Power Distribution

